

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR



PROYECTO FIN DE GRADO

Grado en ingeniería eléctrica

**Instalación fotovoltaica conectada a red integrada en
un edificio**

AUTOR: Guillermo Ibáñez Gallardo
DIRECTOR: Manuel Antolín Arias
Leganés, a 3 de septiembre de 2012

ÍNDICE

1. Introducción	1
1.1. Objetivo, alcance	1
2. Energía solar fotovoltaica	2
2.1. Historia	2
2.2. Efecto fotovoltaico	4
2.3. Radiación solar	5
2.4. Paneles solares	10
2.5. Ventajas e inconvenientes	17
2.6. Nuevas tecnologías	18
2.7. Usos y aplicaciones	20
2.8. Desarrollo energía solar fotovoltaica	21
2.8.1. España	22
2.8.2. Resto del mundo	23
3. Tipo de instalaciones fotovoltaicas	24
3.1. Introducción y descripción de instalaciones aisladas	24
3.2. Introducción y descripción de instalaciones conectadas a red	24
3.3. Componentes de la instalación fotovoltaica	25
3.3.1. Componentes principales de la instalación fotovoltaica	25
3.3.2. Componentes de conexión, medida, cableado y protecciones	26
3.4. Tipos de instalación	28
4. Dimensionamiento de la instalación	29
4.1. Dimensionado generador fotovoltaico e inversor	31
4.1.1. Número máximo de paneles por ramal	32
4.1.2. Número mínimo de paneles por ramal	33
4.1.3. Número de ramales en paralelo	34
4.2. Dimensionamiento de los conductores	36
4.2.1. Cableado de corriente continua	37
4.2.2. Cableado de corriente alterna	41
5. Protecciones y estructura	44
5.1. Tipos de protecciones	44
5.2. Protecciones de continua	45
5.3. Protecciones de alterna	49
5.4. Puesta a tierra	55
5.5. Otras protecciones	59
5.6. Estructura	59
6. Producción anual de energía	60
6.1. Introducción PVSYST 5.0	60
6.2. Estudio de pérdidas	62
6.3. Diseño del proyecto	65
6.3.1. Fachada 1	67
6.3.2. Fachada 2	70
6.3.3. Fachada 3	73
6.3.4. Fachada 4	76

7. Estudio económico	79
7.1. Presupuesto	80
7.2. Estudio de rentabilidad	82
7.3. Conclusiones y resultados	85
8. Mantenimiento	85
8.1. Usuario	85
8.2. Servicio técnico	86
9. Impacto medioambiental	87
9.1. Causas por funcionamiento	87
9.2. Causas por fabricación	87
10. Normativa y aspectos legales	88
10.1. Normativa	88
10.2. Requisitos administrativos legales	92
11. Impacto social	95
12. Planos	96
13. Conclusiones	101
14. Bibliografía	102

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig 1: Materiales de una célula solar	5
Fig 2: Radiación solar reflejada e incidente	7
Fig 3: Irradiancia media en España	7
Fig 4: Posiciones de la tierra con respecto al sol	9
Fig 5: Tipos de radiación	9
Fig 6: Capas de la célula solar	11
Fig 7: Circuito equivalente simplificado	13
Fig 8: Circuito equivalente completo	13
Fig 9: Potencia en función de intensidad y voltaje	14
Fig 10: Variación de potencia en función de la temperatura	15
Fig 11: Potencia instalada por año	23
Fig 12: Eficiencia del inversor	30
Fig 13: Esquema de puesta a tierra	56
Fig 14: Estructura soporte	60
Fig 15: Radiación y temperatura en Madrid	65
Fig 16: Programa PVSYST	66
Fig 17: Perfil de sombras fachada 1	67
Fig 18: Resultados finales fachada 1	68
Fig 19: Pérdidas finales fachada 1	69
Fig 20: Resultados generales mensuales fachada 1	69
Fig 21: Perfil de sombras fachada 2	70
Fig 22: Resultados finales fachada 2	71
Fig 23: Pérdidas finales fachada 2	72
Fig 24: Resultados generales mensuales fachada 2	72
Fig 25: Perfil de sombras fachada 3	73
Fig 26: Resultados finales fachada 3	74
Fig 27: Pérdidas finales fachada 3	75
Fig 28: Resultados generales mensuales fachada 3	75
Fig 29: Perfil de sombras fachada 4	76
Fig 30: Resultados finales fachada 4	77
Fig 31: Pérdidas finales fachada 4	78
Fig 32: Resultados generales mensuales fachada 4	78

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Tipos de células fotovoltaicas	16
Tabla 2: Tipos de armarios de conexiones	53
Tabla 3: Sección de los conductores de fase y protección	56
Tabla 4: Tipos de conductores a tierra	58
Tabla 5: Comparativa fachadas	79
Tabla 6: Presupuesto	81
Tabla 7: Tarifas	82
Tabla 8: Energía producida y ventas mensuales	83

1. Introducción

La energía solar ha sido clave en el desarrollo energético que está produciéndose en el mundo y más concretamente en España en los últimos años. Gracias a este desarrollo los precios de esta tecnología son cada vez más competitivos. Esto sumado a las ayudas y subvenciones que el estado ha proporcionado a los organismos y empresas que hacen uso de esta tecnología, ha supuesto un aumento sustancial en la potencia total instalada de este tipo de energía. Actualmente debido a la gran crisis que sufren la mayoría de los países que hace unos años se encargaron de impulsar esta tecnología, se están produciendo importantes recortes que frenarán de algún modo el desarrollo y la implantación de esta modalidad de energía, aunque es indudable la importancia que tendrá en el futuro, donde tarde o temprano jugará un papel fundamental en el panorama energético.

1.1.Objetivo, alcance

El principal objetivo de este proyecto es el diseño técnico de una instalación fotovoltaica integrada en la fachada de un edificio, teniendo en cuenta la normativa vigente y abordando también los aspectos económicos, donde se estudiará la rentabilidad de la central y las ventajas sociales de este tipo de instalaciones.

El edificio elegido será un edificio de oficinas con 8 fachadas diferentes de las cuales solo cuatro serán objeto de nuestro proyecto debido a su orientación. Para el desarrollo del proyecto se analizarán los aspectos técnicos necesarios para la máxima integración de los paneles en el edificio, sin olvidar que el principal objetivo al ser una instalación conectada a red, será la obtención de la mayor cantidad de energía. Para ello se estudiarán distintos tipos de componentes y estrategias diversas de instalación, con el fin de obtener el máximo rendimiento posible, utilizando los recursos que tenemos a nuestra disposición y las características propias del emplazamiento elegido, todo esto sin olvidar el análisis necesario para asegurar el correcto funcionamiento de la instalación y la seguridad de las personas implicadas en su desarrollo y mantenimiento. En la memoria se adjuntarán los planos de la instalación y su cableado así como todas las consideraciones que sean necesarias para explicar y demostrar cada una de las decisiones tomadas en el proyecto y los cálculos oportunos para el dimensionado óptimo de la instalación fotovoltaica.

Para realizar los cálculos técnicos utilizará el programa PVSYST donde se hará una simulación de la instalación con el objetivo de comparar los resultados obtenidos mediante el método manual con los de la simulación. Además el proyecto contará con una introducción a la energía fotovoltaica, su utilización para producción de energía y su integración en edificios, así como un análisis de la tecnología de los paneles solares y su desarrollo hasta el momento.

2. Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es una de las muchas energías que forman actualmente el parque energético mundial. Esta tiene una especial importancia, ya que aunque actualmente el porcentaje de esta tecnología a nivel mundial no es muy alto, se sabe del gran potencial de este tipo de energía.

La energía eléctrica se produce gracias a la conversión de la energía solar, la cual es limpia, infinita y está disponible para todo el mundo por igual, por lo que se dice es una energía gratis y su único inconveniente es que la infraestructura necesaria para esta conversión no es barata. A pesar de esto, es cuestión únicamente de tiempo que se vaya desarrollando más y que cada vez haya más instalaciones de este tipo y a un precio más bajo. Hay que darle una gran importancia al hecho de que este tipo de energía emite cero componentes contaminantes a la atmósfera como pudieran ser residuos sólidos o gases contaminantes como el CO₂, y teniendo en cuenta que este CO₂ es uno de los principales causantes del efecto invernadero y que a su vez un 50 % del CO₂ generado proviene de la generación eléctrica, se deberá tener muy en cuenta este dato para la elección de sistemas de producción eléctrica en el futuro.

Por poner un ejemplo de ahorro de contaminantes gracias a la energía fotovoltaica se estima que por cada megavatio hora de producción de este tipo de energía se ahorra la cantidad de 400 kilogramos de emisión de CO₂ a la atmósfera, lo que tomando el caso de España con una potencia instalada en marzo de 2011 de 4.338MW supone un ahorro anual de 1.735.200Kg de CO₂.

2.1.Historia

La palabra fotovoltaico viene del griego 'phos' cuyo significado es luz y voltaico que es un término que hace referencia a la electricidad y que se utiliza en honor al investigador Alejandro Volta quien hizo grandes avances en este campo.

El término fotovoltaico comenzó a usarse en Inglaterra desde el año 1849. El efecto fotovoltaico fue reconocido por primera vez en 1839 por el físico francés Becquerel, pero la primera célula solar no se construye hasta 1883. Su autor fue Charles Fritts, quien recubrió una muestra de selenio semiconductor con un pan de oro para formar el empalme. Este primitivo dispositivo presentaba una eficiencia de solo un 1%. Russel Ohl patentó la célula solar moderna en el año 1946, aunque Sven Ason Berglund había patentado, con anterioridad, un método que trataba de incrementar la capacidad de las células fotosensibles.

El efecto fotovoltaico como tal lo descubrió el francés Alexandre Edmond Becquerel en 1838 mientras estaba haciendo unas investigaciones con una pila electrolítica de platino. El se percató de que al exponer uno de los electrodos de platino a la radiación solar, la corriente aumentaba sin motivo aparente. El

ingeniero eléctrico Willoughby Smith dio el siguiente paso al conseguir desarrollar el efecto eléctrico en un sólido como el selenio, aunque la primera célula como las conocemos actualmente la diseñaron en 1877, el inglés William Grylls Adams profesor de Filosofía Natural, junto con su alumno Richard Evans Day al crear una célula fotovoltaica de selenio con una eficiencia del 1%.

Einstein también contribuyó de una forma determinante en el desarrollo de esta tecnología con su estudio del efecto fotoeléctrico en 1904, el cual le sirvió para ganar el premio nobel en 1921.

Estos fueron pasos muy importantes para esta tecnología aunque en esa época la electricidad que era susceptible de extraerse de esas células de selenio era inútil y de momento era imposible utilizar este sistema para la obtención de electricidad en cantidades útiles. Aunque la aplicación práctica no era posible quedó demostrado que gracias a determinados elementos sólidos podía transformarse la energía solar en electricidad.

Esta aplicación práctica llegó en 1953 de la mano de Gerald Pearson durante una investigación sobre las posibles utilidades del silicio en la industria electrónica, cuando por accidente creó una célula fotovoltaica con este material, resultando ser mucho más eficiente que las creadas anteriormente con selenio. A partir de este punto otros investigadores como Bell, Daryl Chaplin y Calvin Fuller, siguieron desarrollando las células de silicio y mejorando su eficiencia hasta llegar a hacerlas rentables para determinadas aplicaciones.

A pesar de que el rendimiento de este tipo de células había aumentado considerablemente, seguía siendo muy caro aplicarlas a proyectos reales. Para hacernos una idea de la diferencia de precios con respecto a la actualidad, el precio de un vatio producido por centrales convencionales costaba 50 céntimos, mientras que el vatio generado mediante paneles fotovoltaico podía llegar a los 300 dólares. Estas diferencias en los precios limitaban su aplicación a casos muy concretos como en la industria juguetera, acopladas a aviones o coches, o en la industria electrónica como fuente de alimentación para aparatos electrónicos pequeños como las radios. Estas aplicaciones no daban grandes beneficios, por lo que se dedicaban pocos recursos financieros a seguir con el desarrollo de los paneles y con la mejora de su eficiencia.

Todo esto cambió cuando se vio las posibilidades de esta tecnología en una industria como la espacial que contaba con grandes cantidades de dinero a su disposición y por tanto el costo no sería un impedimento. El gran beneficio que esta tecnología podía proporcionar a este campo era su capacidad para garantizar el suministro de energía de satélites y otro tipo de objetos, que necesitaran un suministro de energía fiable en unas condiciones en las que ninguna otra tecnología podría proporcionarla por su difícil acceso. Las tecnologías competidoras de los paneles quedaron al margen, ya que las baterías químicas tenían un periodo de funcionamiento limitado y llegado ese momento todo el equipo quedaba inutilizado y la energía nuclear conllevaba

unas complicaciones y una inseguridad demasiado grandes para este tipo de proyectos, en los que el margen de maniobra era mínimo. Al contrario que éstas, los paneles eran capaces de aportar la energía necesaria a los satélites por varios años y de una manera sencilla.

Con estos avances EEUU decidió comenzar la producción de paneles en 1955. Esto supuso un gran paso en el desarrollo de los paneles pasando en tan solo dos años de fabricarse paneles con una eficiencia del 3% a un 8%.

Hubo que esperar 3 años más para ver uno de estos paneles por fin en una misión espacial. Si bien en primera instancia su objetivo era únicamente el suministro auxiliar de un transistor, pasaron a ser claves en la misión al agotarse en tan solo 20 días la batería que se suponía lo alimentaría durante todo el viaje. Esta primera instalación tenía un área de 100cm^2 y producía una potencia de 0,1 W.

Después de esta misión, quedó demostrada su fiabilidad y se siguieron utilizando en sucesivas expediciones al espacio. Esto supuso un gran avance para el suministro de las naves espaciales y un gran impulso para la energía fotovoltaica. Con el paso del tiempo se fue mejorando el rendimiento de los paneles y reduciéndose su precio, por lo que se empezaron a ver como posibles alternativas reales a la generación de energía eléctrica en grandes cantidades.

2.2.Efecto fotovoltaico

Como hemos dicho en el apartado anterior el efecto fotovoltaico se desarrolló en un principio asociado a los programas espaciales, gracias a los cuales ha sido posible hacer funcionar satélites aprovechando la energía proveniente del sol. Este sistema de generación eléctrica tiene la ventaja de que no necesita partes móviles ni ciclos termodinámicos ni reacciones químicas, lo que lo hace un proceso fiable, sencillo y sin ningún peligro para la salud o para el entorno. Este efecto se produce al incidir la energía proveniente del sol en forma de fotones en los átomos que forman las capas del material semiconductor y aportan un extra de energía a los electrones de estos átomos, permitiendo que se desvinculen del átomo y pasen a formar una corriente eléctrica. No todos los fotones que inciden en la capa semiconductora consiguen arrancar un electrón del átomo y por tanto proporcionar un nuevo electrón a la corriente eléctrica, ya que una gran parte de éstos son reflejados. Esto es debido a que la energía proveniente del sol en forma de fotones se reparte en un espectro de longitud de onda de entre $0.1\ \mu\text{m}$ y $3\ \mu\text{m}$ siendo de 0,1 a 0,7 la longitud de onda donde se transporta la mayor parte de la energía. De esta franja de longitud solo es visible la que está comprendida entre $0,4\ \mu\text{m}$ y $0,7\ \mu\text{m}$. Estas capas de semiconductores son la parte más importante para que se pueda llevar a cabo la generación de energía eléctrica y para que

esto sea posible, las láminas semiconductoras están tratadas químicamente para que se formen dos capas diferentes en el material semiconductor, siendo cada una de estas dos capas de una polaridad diferente. Esto tiene el objetivo de generar un campo eléctrico en el material. A estas capas se las llama tipo 'p' y tipo 'n' dependiendo de si la polaridad es positiva o negativa. Después de que los fotones que conforman la energía solar hayan conseguido dar el aporte extra de energía necesario para que algunos electrones se separen de sus átomos, éstos quedan atrapados en el campo eléctrico generado en el material semiconductor, formando una corriente eléctrica. Esta corriente al contrario que la corriente que se extrae de los generadores en cualquier otro sistema de generación eléctrica, es una corriente continua, por lo que deberá ser transformada a alterna para su uso o inyección a la red.

Además del material semiconductor donde se generan estas corrientes será necesaria una malla metálica o cableado, para recolectar estos electrones y dirigirlos a través de todas las células colocadas en serie, obteniendo los electrones de cada una de ellas hasta formar la corriente aprovechable.

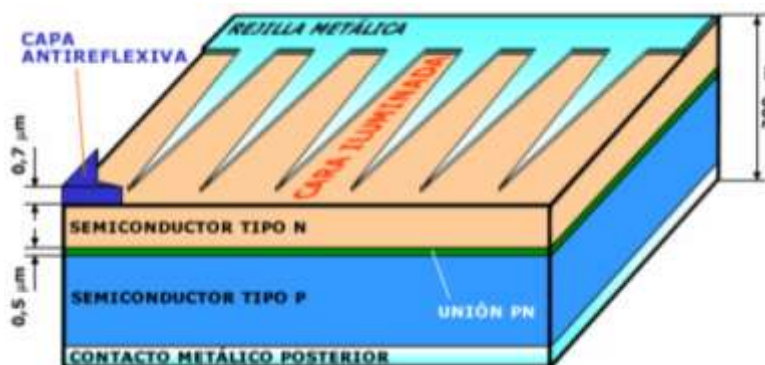


Fig 1: Materiales de una célula solar

2.3. Radiación solar

La radiación no es una característica única del sol. Todos los cuerpos existentes emiten radiación en forma de ondas electromagnéticas, siendo la frecuencia de esta radiación un valor que depende de su temperatura. Esto significa que a mayor temperatura del objeto que emite la radiación, la longitud de esta onda será menor. Tomando como ejemplo el sol con una temperatura en su superficie de aproximadamente 6000 °C, la mayor parte de la radiación que emite, está en el espectro visible, aunque como hemos mencionado antes también emite mucha energía en forma de radiación ultravioleta e infrarroja, que aunque no pueda verse se deberá tener muy en cuenta. Dando valores más concretos a estas longitudes de onda se podría decir que la radiación infrarroja aprovechable va de longitudes de 0.3 μm a 0.4 μm y la energía ultravioleta de 0.75 μm a 1 μm. Esto también es debido a

que las radiaciones con una longitud de onda baja son mayoritariamente absorbidas en la atmósfera por sustancias como el oxígeno y el ozono. Esto es muy beneficioso para el ser humano, ya que este tipo de radiación es perjudicial para la salud. En el extremo opuesto tenemos la radiación con una longitud de onda superior a $24\text{ }\mu\text{m}$, que no es capaz de atravesar la atmósfera al comportarse ésta como un cuerpo opaco ante radiaciones de longitud de onda tan altas. Esto no tiene mucha importancia ante la radiación emitida por el sol ya que como dijimos, no suele superar los $3\text{ }\mu\text{m}$ pero sí la tiene a la hora de analizar la radiación que emite la tierra, ya que al estar a una temperatura muy inferior a la del sol, emite radiaciones con una longitud de onda mayor, que pueden llegar a ser de $40\text{ }\mu\text{m}$. A esto último se lo conoce como efecto invernadero y es el principal causante de las variaciones de la temperatura media de la tierra.

Normalmente para cuantificar esta energía que llega en forma de radiación solar se eligen las unidades de KJ/m^2 .

Otros términos que se utilizan para medir la radiación sobre la superficie terrestre son:

Irradiancia: Densidad de potencia incidente en una superficie, o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en W/m^2 o kW/m^2 .

Irradiación G: Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en Wh/m^2 o kWh/m^2 .

Hora pico: Una hora solar pico es la energía recibida durante una hora a una irradiancia promedio de 1000 W/m^2 .

Por supuesto no toda la radiación que emite el sol en la dirección de la tierra es aprovechable para generar energía. En la imagen siguiente podemos ver más detalladamente cómo no más del 70% de la radiación emitida llega a la tierra, ya que el 30% restante es reflejado por diferentes elementos que se encuentran a su paso.

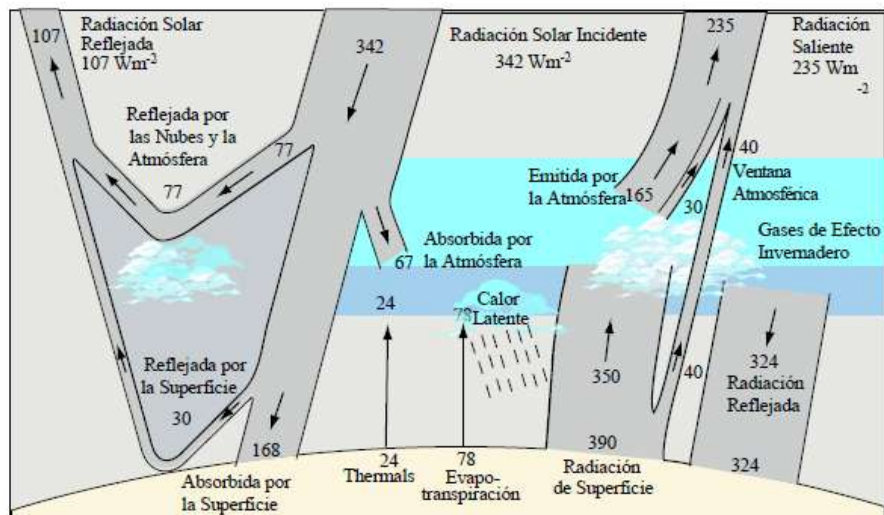


Fig 2: Radiación solar reflejada e incidente

Esta reflexión es debida sobre todo a la cantidad de aire que tiene que atravesar hasta llegar a la superficie. Esto varía a lo largo del día, con la época del año y con la inclinación con que lleguen estos rayos.

Esto es un factor muy importante a la hora de diseñar nuestra instalación ya que no es lo mismo la radiación que puede recibirse en un país o en otro, o simplemente variará mucho de una zona de un mismo país a otra. Para considerar este factor, se tendrán que tener en cuenta unas tablas propias de cada lugar, actualizadas donde aparezca la radiación de la zona. De recoger los datos necesarios para estas tablas se encargan los institutos de energía que elaboran anualmente mapas de radiación como el de la figura 3.



Fig 3: Irradiancia media en España

Es tal la variabilidad de este fenómeno, que ha sido imposible crear un modelo físico para predecir la radiación con exactitud. El único sistema fiable utilizado para la predicción de este fenómeno es la utilización de grandes bases de datos recogidos en la zona en cuestión, con todas las estadísticas de los años anteriores. En los últimos años se está desarrollando un sistema para determinar la radiación en cualquier parte de la tierra mediante fotografías hechas por satélite. Los datos obtenidos siguen teniendo un error superior a los obtenidos con el sistema tradicional rondando un 20%, pero para lugares aislados y rurales donde no es fácil encontrar una estación meteorológica cercana, sí son útiles.

Para detallar más este punto de la influencia de la inclinación de la radiación hay que conocer algunos datos sobre el movimiento de la tierra con respecto al sol. Por todos es sabido que hay dos movimientos fundamentales, el de rotación y el de translación. La translación es el movimiento que realiza la tierra alrededor del sol siguiendo una trayectoria elíptica con un periodo de 365,4 años y es el causante de las estaciones del año. En esta órbita elíptica el sol ocupa uno de los focos de la elipse pero al estar éstos tan juntos con respecto a la distancia total a la tierra, la variación de distancia debida a esta órbita elíptica no supone más de un 2%, por lo que su influencia en la radiación no será muy grande y su papel será despreciable comparándolo con las variaciones que provoca la desviación del eje, como detallaremos más adelante. Por otro lado tenemos la rotación, que se entiende como el giro de la tierra sobre sí misma con respecto a un eje formado por la unión de los polos en un periodo de 24 horas. Este eje tiene la característica de no estar en posición perpendicular con respecto al plano formado por la órbita elíptica, sino que tiene una desviación de $23,45^\circ$. Este ángulo provoca que durante las estaciones de verano e invierno, tomando los solsticios como punto de máxima influencia, el ángulo de incidencia de la radiación sobre la tierra no será igual en los dos hemisferios, siendo en el hemisferio más cercano al sol más perpendicular que en el que se encuentra más alejado, donde tendrán un ángulo de inclinación mayor. Esto tiene una gran repercusión en la radiación recibida ya que ésta depende del coseno de este ángulo de incidencia, siendo máxima cuando es perpendicular. Por el contrario en las estaciones de primavera y otoño, y más concretamente en los equinoccios, no existe diferencia entre la inclinación con que llega la radiación al hemisferio norte y al sur por lo que no habrá diferencia entre la radiación de uno y otro.

Las cuatro posiciones principales de la tierra con respecto al sol son el afelio donde la distancia entre la tierra y el sol es máxima, el perihelio donde la distancia es mínima y las otras dos posiciones que comparten una misma distancia entre el sol y la tierra.

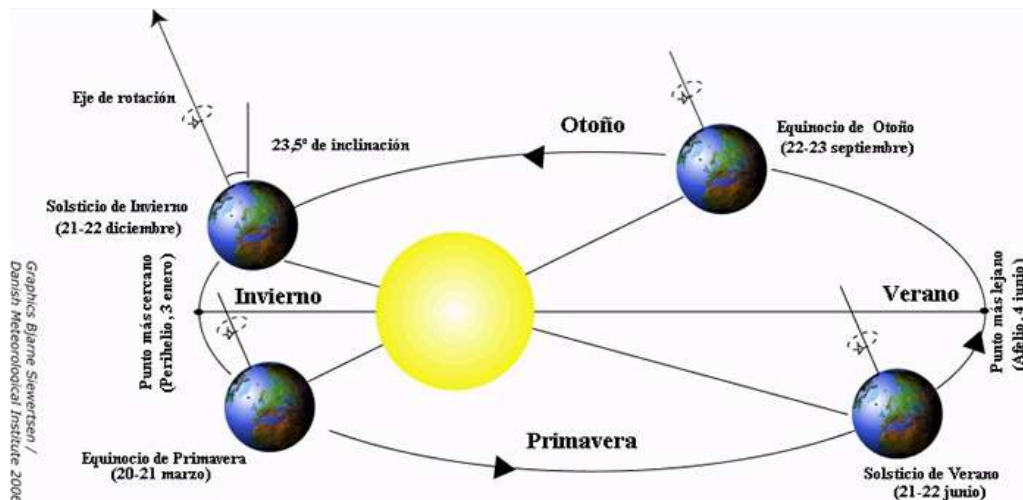


Fig 4: Posiciones de la tierra con respecto al sol

Esta radiación que llega a la superficie terrestre puede dividirse en 3 tipos:

Radiación directa (B): Formada por los rayos procedentes del Sol directamente y no son dispersados.

Radiación difusa (D): Formada por los rayos procedentes del sol que son dispersados y reflejados al pasar por la atmósfera. No se tiene en cuenta la radiación directa.

Radiación del albedo o reflejada (R): Es la procedente de la reflexión de la radiación solar en edificios, montañas, lagos o el mismo suelo.

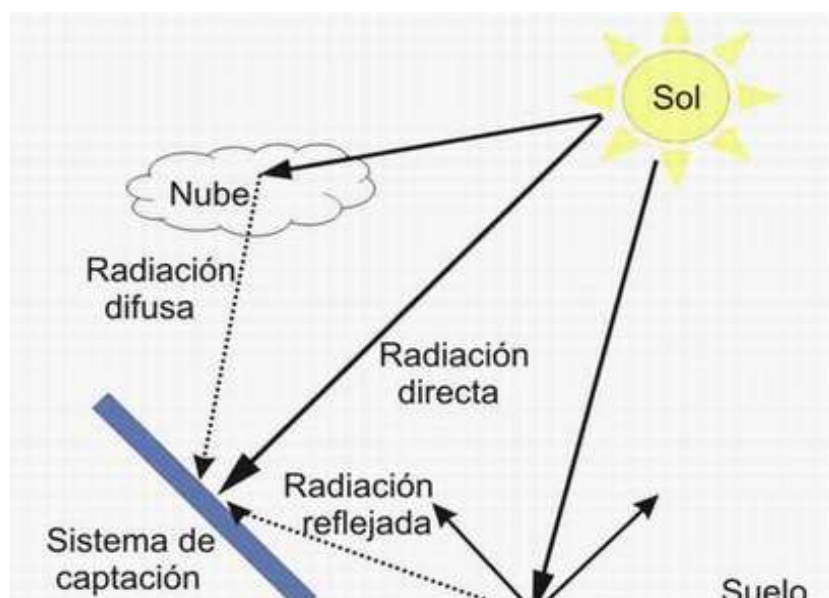


Fig 5: Tipos de radiación

2.4.Paneles solares

El elemento principal de una instalación fotovoltaica es el módulo fotovoltaico o más comúnmente llamado panel solar. Está formado por un conjunto de células donde se genera la electricidad mediante el efecto fotovoltaico mencionado anteriormente. A la hora de fabricar el material semiconductor donde sucederá este proceso hay que tener en cuenta dos aspectos importantes en la elección del grosor, que influirán en el funcionamiento de nuestra célula. En primer lugar uno de los efectos que se querrá evitar es el proceso por el cual algunos electrones liberados, se recombinen con otros átomos a su paso a través del material semicristalino, por lo que si tenemos un grosor mayor las posibilidades de que esto suceda aumentarán. Por otro lado si diseñamos la capa semiconductor excesivamente fina para evitar este efecto al máximo, tendremos el problema de que gran parte de los fotones que inciden en la célula no serán capaces de interactuar con otros átomos ni de liberar electrones y pasarán de largo a través de nuestra célula. Por tanto habrá que hallar un equilibrio en el cual las recombinaciones sean mínimas y las posibilidades de contacto entre los fotones y los átomos máximas.

Además del material semiconductor donde se generan estas corrientes, otra parte importante del panel es una malla metálica o cableado metálico para recolectar estos electrones y dirigirlos a través de todas las células, obteniendo los electrones de cada una de ellas, hasta formar la corriente aprovechable. Esta rejilla además de recolectar los electrones debe dejar pasar la máxima cantidad de fotones, por lo que hay que llegar a un compromiso entre una malla más densa que facilite la llegada de los electrones que se hayan liberado, minimizando al máximo las recombinaciones que puedan producirse con otros átomos si el camino del electrón hasta la conexión metálica es demasiado largo, y una malla menos densa que mejore la transparencia de la célula, lo que hará que aumente la cantidad de fotones que pasen a través del cristal y conseguirá un incremento de los electrones liberados. Estas características opuestas vienen determinados por el factor de recubrimiento, que se entiende como la superficie de metal respecto al área total de la célula. Por lo general la rejilla suele ocupar un 4% del área total. Al contrario que en la parte expuesta a la radiación solar, la parte oculta de la célula al no necesitar ser transparente está totalmente recubierta por metal.

Como dijimos anteriormente por encima de estas capas se colocará una capa de vidrio u otro tipo de material transparente que permita el paso de los fotones y que proteja el material semiconductor de las condiciones meteorológicas que podrían interferir en la correcta generación de electricidad como la lluvia o la nieve. Entre estas se coloca una capa más de material antirreflexivo, que es la causante de su color azul característico, que aumentará el porcentaje de fotones absorbidos.

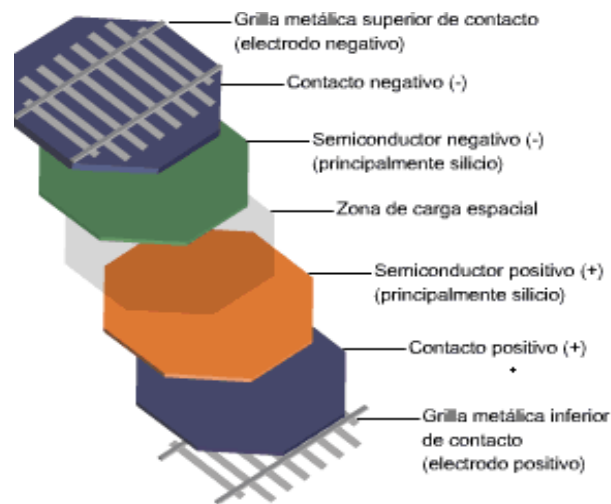


Fig 6: Capas de la célula solar

En la actualidad se están desarrollando células fotovoltaicas con una gama de colores más amplia para su utilización en la integración en edificios, aunque con el inconveniente de que con estos colores no son tan eficientes como las transparentes, al aumentar la reflexión de los fotones, por lo que el rendimiento de las células descende.

Para conseguir un mayor voltaje de salida, se necesita unir varias células en paralelo y para aumentar la corriente que se genera en las células, es necesaria la unión de varias de estas células en serie (del polo positivo de una al negativo de la siguiente). La tensión de salida de una célula (V_{ca}) es aproximadamente 0,6v. Esto depende de la calidad del cristal, al ser los defectos en el cristal una de las principales causas del incremento de las recombinaciones de los electrones, efecto que como explicamos antes influye negativamente en la energía producida y por tanto en la tensión. Una tensión tan pequeña a la salida de las células hace necesario conectar entre 30 y 36 células para llegar a una tensión de funcionamiento de 20 v. Esta tensión puede parecer algo alta ya que suele hablarse de paneles con una tensión media de salida de 12 v, pero hay que tener en cuenta las caídas de tensión de los conductores y cargas. También hay que tener en cuenta que para cargar las baterías, será necesario llegar a una tensión de 14,5v para obtener la recarga del 100% y además deberemos considerar que habrá que compensar las pérdidas en los bornes del panel, debido al aumento de la temperatura. También se diseñan otras instalaciones con una tensión de salida de 6v, 24v o incluso 48v.

Para trabajar con paneles solares, será importante saber qué características nos ofrece cada panel que oferte el fabricante, para así poder ver cuál se ajusta más a los requerimientos de nuestra instalación. No obstante habrá que tener en cuenta, que no todos los paneles que compremos se ajustarán con precisión a las características que aparecen en el catálogo del fabricante, ya que estas

características están medidas en unas condiciones de temperatura e irradiancia concretas. Normalmente estas condiciones serán las óptimas para conseguir las máximas prestaciones del panel y por ello al instalarlo en unas condiciones diferentes habrá una desviación en estas características.

Una de las formas para calcular la corrección de la potencia del panel en condiciones distintas a las conocidas con una Irradiancia G (kWh/m²) y una temperatura ambiente T_a (°C) son:

$$\frac{I_{cc}}{I_{ccCEM}} = \frac{G}{G_{CEM}} + \alpha \times (T - T_{CEM}) \quad (1)$$

Donde:

I_{cc}	Corriente de cortocircuito
I_{ccCEM}	Corriente de cortocircuito en condiciones estándar de medida
T	Temperatura
T_{CEM}	Temperatura en condiciones estándar de medida

Siendo α el coeficiente de variación de la corriente de cortocircuito con la temperatura, >0 .

$$U_{ca} = U_{caCEM} + m \times v_t \times \ln\left(\frac{G}{G_{CEM}}\right) - \beta \times (T - T_{CEM}) \quad (2)$$

Siendo β el coeficiente de variación de la tensión en circuito abierto con la temperatura, donde m es el “factor de idealidad” entre 1 y 2 y $v_t = K \times T / e$ se denomina potencial térmico y vale 25,7 mV a 25 °C.

Además hay que tener en cuenta que los paneles no son ideales por la inevitable dispersión de parámetros típica de cualquier proceso de fabricación y que tienen unas pérdidas internas serie provocadas por las interconexiones, contactos metálicos y el material semiconductor. Por esto la potencia máxima que serán capaces de entregar los paneles, no será igual a la suma de las potencias máximas que según los catálogos éstos puedan dar.

El comportamiento de la célula fotovoltaica se puede simplificar mediante el siguiente circuito equivalente.

Basado en sencillos componentes electrónicos, una célula ideal puede ser modelada como una fuente eléctrica conectada con un diodo en paralelo.

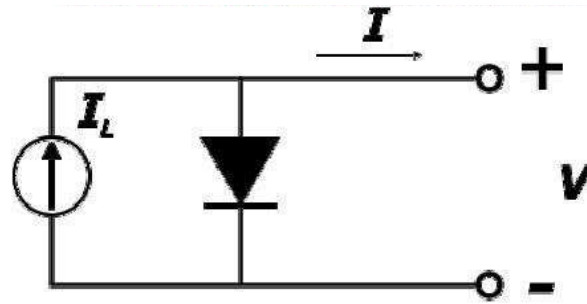


Fig 7: Circuito equivalente simplificado

La corriente I que produce el panel cuando se aplica un voltaje externo V depende de la corriente fotogenerada (I_L), de la corriente de saturación de oscuridad (I_0) debida a la generación aleatoria de electrones, de la carga del electrón ($e=1,6 \times 10^{-19}$ C), de la constante de Boltzman $K=1,38 \times 10^{-23}$ J/K y de la temperatura (grados Kelvin).

En la práctica, no existen células ideales, por lo que una manera más exacta de calcularla intensidad que produce el panel es añadiendo una resistencia en paralelo y una resistencia en serie.

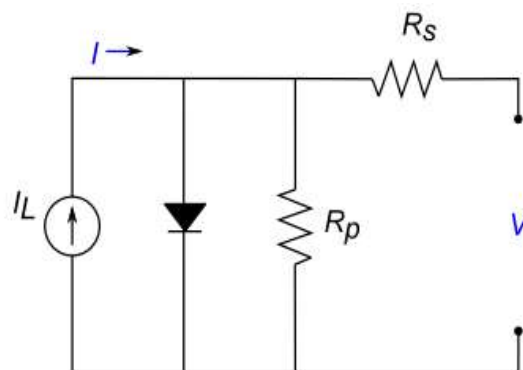


Fig 8: Circuito equivalente completo

R_s representa las pérdidas serie por volumen de material, localizadas en las interconexiones y entre contactos metálicos y el semiconductor.

R_p es la resistencia en paralelo debida a las impurezas en la unión p_n y a la no linealidad de la misma.

Para mejorar el factor de forma interesan R_s bajas y R_p altas.

Entonces la corriente I que produce el panel cuando se aplica un voltaje externo V , viene dada por la expresión:

$$I = I_L - I_0 \left(\frac{V + I \times R_s}{m \times v_t} \right)^{-1} - \frac{V + I \times R_s}{R_p} \quad (3)$$

Esta corriente generada no siempre es uniforme en el total del área del módulo sino que cabe la posibilidad de que debido a sombras proyectadas sobre nuestro panel pueda haber una parte con radiación directa que posea una corriente fotogenerada mayor que otra área con sombra. Esto crea el inconveniente de que la corriente de todas las células en serie, con estas células en sombra estará limitada por ellas, pudiendo llegar al extremo de que este área sombreada se comportase como una carga en vez de como generador consumiendo la energía generada en el resto de la célula. A este efecto se le denomina punto caliente.

Para evitar este fenómeno y la pérdida de energía en células dañadas o sombreadas se colocan varios tipos de diodos en serie y paralelo con la célula:

Diodos de paso: proporcionan un camino de alivio para evitar que circule corriente por un módulo sombreado. Estos diodos evitan que las células sombreadas se comporten como disipadores en forma de calor de la potencia eléctrica generada por el resto de células iluminadas.

Diodos antirretorno: al final de cada grupo serie, para prevenir que otras series deriven corriente en la serie dañada.

Diodo de bloqueo o protección: para evitar el flujo de corriente en la dirección opuesta.

Un buen modo para describir el funcionamiento de un módulo fotovoltaico es mediante su curva característica.

La curva característica para un módulo fotovoltaico típico es:

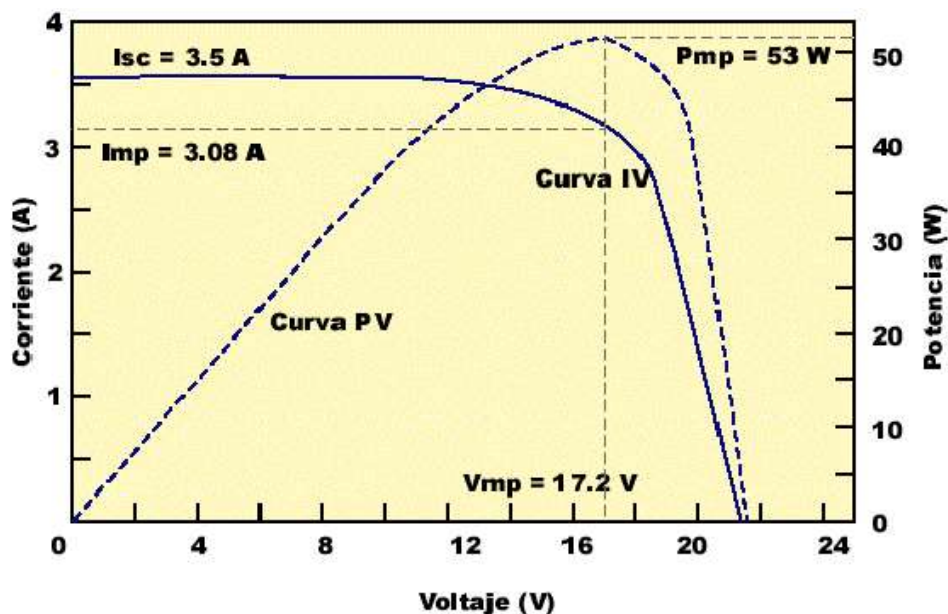


Fig 9: Potencia en función de intensidad y voltaje

En esta imagen queda representada la potencia en función de la intensidad y el voltaje, determinando cual será el valor optimo de estos para conseguir la máxima potencia.

Se considera un módulo fotovoltaico típico a 1000w/m^2 y 25°C .

Esta característica varía en función de la temperatura, disminuyendo la potencia generada a medida que la temperatura aumenta.

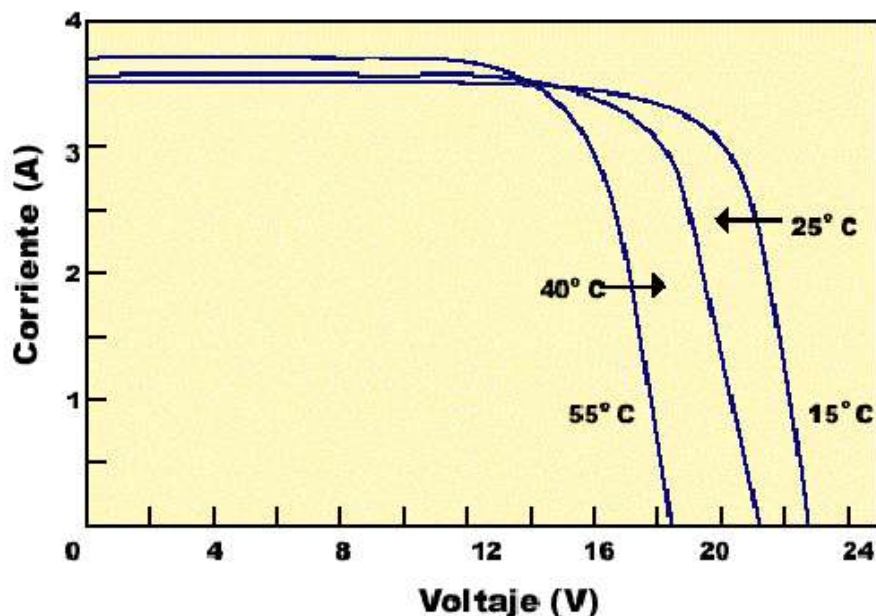


Fig 10: Variación de potencia en función de la temperatura

Algunos de los parámetros más importantes de los paneles solares son:

Corriente de cortocircuito (I_{cc}): es la máxima intensidad que se genera en el panel cuando no hay conectado ningún consumo y se cortocircuitan sus bornes. Suele rondar los 3 A.

Tensión de circuito abierto (V_{ca}): Es la máxima tensión que proporciona el panel cuando no hay conectado ningún consumo (los bornes están al aire). Suele ser menor de 22 V para módulos que vayan a trabajar a 12 V en su funcionamiento nominal. Normalmente 20V

Punto de máxima potencia (I_{mp} , V_{mp}): Es el punto para el cual la potencia entregada es máxima, obteniéndose el mayor rendimiento posible del panel. Los valores típicos de I_{mp} y V_{mp} son menores que I_{cc} y V_{ca} . Varía entre 25 y 300 W.

Factor de forma (FF): Es la relación entre la potencia máxima que el panel puede entregar y el producto $I_{cc} \times V_{ca}$. Suele ser entre 0,7 y 0,8.

Eficiencia o rendimiento: Es el cociente entre la máxima potencia eléctrica que el panel puede entregar y la potencia de la radiación solar incidente. Habitualmente entre el 10 % y el 18%

Según el tipo de cristal se pueden clasificar en tres tipos de células:

Monocrystalinas: se componen de un único cristal de silicio. Se obtiene de silicio puro fundido y dopado con boro.

Policristalinas: cuando están formadas por pequeñas partículas cristalizadas. Se obtiene igual que el monocristalino pero se reduce el número de fases de cristalización.

Amorfas: Cuando el silicio no se ha cristalizado, tiene la ventaja de depositarse en forma de lámina delgada.

Los más extendidos son el monocristalino y el policristalino siendo el monocristalino el más usado a pesar de su mayor complejidad a la hora de su producción

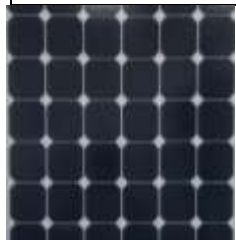


Células		Rendimiento laboratorio	Rendimiento directo	Características
	Monocrystalino	24%	15-18%	Es típico los azules homogéneos y la conexión de las células individuales
	Policristalino	19-20%	12-14%	Superficie estructurada en cristales y contiene distintos tonos azules
	Amorfo	16%	<10%	Tiene un color homogéneo(marrón) pero no existe conexión visible entre las células

Tabla 1: Tipos de células fotovoltaicas

2.5. Ventajas e inconvenientes

Lo que convierte la energía fotovoltaica en una de las más prometedoras para el futuro a corto y medio plazo es la gran cantidad de ventajas que tiene por sólo unos pocos inconvenientes. Su principal ventaja con respecto al resto de energías no renovables es que la fuente necesaria para obtener la energía es inagotable y gratis, generando 0 contaminantes y residuos de cualquier tipo.

Otras de sus ventajas es su facilidad para instalarse en todo tipo de edificios y estructuras debido a su sistema modular que da grandes facilidades de diseño y ejecución haciendo posible su instalación en áreas rurales o aisladas, e incluso la posibilidad del aumentar la potencia de una instalación si se desea en algún momento posterior a la acometida de la instalación base. Su larga vida útil se estima en unos 30 años para los paneles los cuales suponen la mayor parte de la inversión. Para el resto de componentes como acumuladores, inversor, conexiones y cableado se estima una vida útil compatible con la de los paneles.

Requieren un mantenimiento bajo debido a que la instalación no posee partes móviles que suelen ser las causantes de la mayoría de los fallos técnicos, lo que también conlleva un alto grado de fiabilidad incluso en unas condiciones climáticas extremas como frío, lluvia o nieve.

Su lista de inconvenientes aunque no muy extensa, sí tiene algunos aspectos muy importantes que se deben conocer. No siendo un obstáculo ni la procedencia de la energía ni el material para la construcción de los paneles, ya que el sol puede proporcionarnos ésta de manera ilimitada y el silicio es uno de los elementos más abundantes en la tierra. Sí supone un problema la alta inversión necesaria para abordar una instalación de este tipo, ya que esta tecnología es relativamente nueva y todavía no es capaz de competir en el aspecto económico con otro tipo de tecnologías convencionales, que ofrecen mejores precios a la hora de generar electricidad. Para disminuir este inconveniente habrá que seguir fomentando la investigación y la producción de este tipo de tecnologías e ir reduciendo costes hasta hacerla competitiva con el resto de energías actuales.

Otro de los inconvenientes es su impacto visual tanto en instalaciones integradas en edificios como en instalaciones aisladas. Este tipo de instalaciones pueden ser algo negativo para la estética de los edificios.

Por último es necesario comentar que al tener como fuente de energía el sol y no estar suficientemente desarrollados los acumuladores, esta tecnología está ligada a las condiciones climatológicas del momento, siendo su producción más baja en épocas donde las horas de sol son escasas. Esto sumado a un pobre rendimiento medio estimado en un 14% hace que el margen de mejora de esta tecnología sea muy amplio.

2.6.Nuevas tecnologías fotovoltaicas

A continuación hacemos un repaso por los últimos avances que se han producido en la energía solar fotovoltaica con el objetivo de mejorar la eficiencia, su integración en la sociedad y la reducción de los costes.

Paneles solares con forma de tejas: Se han desarrollado unos paneles solares de silicio monocristalino flexibles con forma de teja que cumplen la doble función de producir energía eléctrica y la de proteger frente a lluvia o nieve como haría una teja normal. Este tipo de diseño tiene la ventaja de que al sustituir las tejas convencionales por las fotovoltaicas, se ahorra el costo de éstas y por tanto la instalación de paneles supondrá una inversión menor. Pueden utilizarse tanto en instalaciones aisladas como en instalaciones conectas a red. Estos paneles tienen una eficiencia de entre un 8% y un 10% llegando cada teja a producir una máxima potencia de 6 Wp.

Paneles transparentes: Estos paneles se han diseñado con el objetivo de mejorar la estética de los paneles azules comunes para así mejorar su integración en casas y edificios. Al ser posible su instalación entre dos capas de vidrio en una ventana además de generar electricidad dejan pasar la luz para iluminar la habitación.

Además al ser la estética una parte importante en esta nueva gama de paneles, existe la opción de teñirlos de otros colores para dar mayor flexibilidad al cliente con el fin de usarlos como elemento decorativo. La parte negativa de estos paneles transparentes es que al dejar pasar gran parte de la radiación, un menor número de fotones interaccionaran con los átomos del semiconductor, por lo que su eficiencia será menor que en los convencionales. Además de esto al estar en un nivel de desarrollo menos avanzado que los convencionales, poseen una vida útil más corta que éstos.

Paneles solares cilíndricos: Compuestos por una lamina flexible que se enrolla alrededor de un tubo para hacer que sean cilíndricos. Esto tiene las ventajas de que en un mismo espacio hay más superficie de incidencia de la luz que en una instalación normal, por lo que mejorará la absorción de luz además de que al dejar espacios entre los tubos, se permite el paso de aire reduciendo la resistencia que ofrecen los paneles a éste y por tanto la instalación del soporte será menos compleja y más económica.

Persianas que captan energía e iluminan de noche: Este sistema une la tecnología LED con la energía fotovoltaica. La persiana consta de unos LEDS que gracias a unas microcélulas fotovoltaicas que actúan como baterías y obtienen su energía durante el día, por la noche dan luz como si de un foco de 60W se tratara. Los paneles son transparentes para dejar pasar la luz solar y así conseguir una iluminación completa de la habitación durante todo el día sin consumo alguno.

Ventanas solares: Desarrollado por un grupo de científicos de Taiwan, estas ventanas constan de 3 capas con 3 funciones bien diferenciadas. La primera capa actúa como aislante siendo más eficaz que los cristales comunes, la segunda es una capa de células fotovoltaicas transparentes que se encargan de la generación de electricidad y por último la tercera capa que actúa como limpiador de sí mismo con el objetivo de mejorar la absorción de luz y con ello la eficiencia de las células.

Nuevas células solares con forma esférica: Se trata de un nuevo diseño revolucionario llevado a cabo por investigadores de Japón. Han creado unas esferas diminutas de 1 mm a 1,5 mm de diámetro que son capaces de absorber la radiación solar en cualquier ángulo así como la radiación reflejada y difusa. Gracias a esto son capaces de generar electricidad con una eficiencia del 20% sin necesidad de sistemas complejos como seguidores.

Este nuevo sistema podría tener aplicaciones tanto para la generación a gran escala, como para el suministro energético de pequeños aparatos electrónicos gracias a su tamaño. Además de esto, estas esferas podrían suponer una importante reducción de costes en la fabricación con respecto a los paneles de silicio convencionales, ya que el silicio está mejor aprovechado tanto en la fabricación como en la generación de energía.

Paneles fotovoltaicos orgánicos y CIGS: En los últimos años se ha producido una bajada de costes en la producción de células fotovoltaicas muy grandes, unido a un aumento en su rendimiento, pero para competir con la generación tradicional podría no ser suficiente. La mayor parte de estos avances han consistido en la producción de células rígidas de silicio, las cuales siguen siendo algo caras. Estas células podría ser que estuvieran acercándose al máximo en su relación eficiencia-coste, por ello han surgido otras maneras de generación fotovoltaicas completamente diferentes con un proceso de fabricación mucho más barato. A estos componentes se les llaman paneles fotovoltaicos orgánicos u OPV y tienen la gran ventaja de poder pintarse en cualquier superficie como tejados o paredes y además pueden fabricarse por medio de procesos de impresión como pinturas de aerosol o de inyección de tinta para superficies más grandes.

Otro tipo de paneles son los de película delgada o (thin-film) que al contrario que los convencionales no están hechos de silicio sino de otros componentes como Cobre, Indio, Galio o Selenio con un soporte flexible que da más facilidades a la hora de integrarlos tanto en edificios, tejados y ventanas, como en aparatos electrónicos, como en móviles y ordenadores.

Estas tecnologías al tener un coste de fabricación mucho más bajo, no necesitan una inversión tan grande como las convencionales, por lo que se postulan como una alternativa muy rentable a los paneles de silicio. Otra de las ventajas de esta nueva tecnología es su mayor amplitud de captación de la radiación solar, llegando a ser ésta de 70° por lo que no requieren una

orientación óptima al sol. La principal desventaja con respecto a las tecnologías convencionales es que sólo ofrecen un tercio de la eficiencia de las de silicio.

Fachadas solares: Esta tecnología al ser el objeto de nuestro proyecto se analizará en profundidad posteriormente. Una de las características que la confieren un futuro prometedor es que si se aprueba su instalación antes de la construcción del edificio y se tiene en cuenta en el diseño, la inversión necesaria para su instalación no será tan grande al ahorrarse el coste de los cristales que irían en las ventanas. Al cumplir la función de la ventana estos paneles deben ser transparentes para dejar pasar la luz natural durante el día.

2.7.Usos y aplicaciones

En este apartado vamos a entrar un poco más en detalle en las posibles aplicaciones que se le pueden dar a la energía fotovoltaica.

Como comentamos anteriormente las instalaciones se dividen en instalaciones aisladas e instalaciones conectadas a red. Esta división también será la principal característica a tener en cuenta en la clasificación de las diferentes aplicaciones de la energía fotovoltaica.

Comenzaremos con las aplicaciones de las instalaciones aisladas ya que hasta hace unos años estas eran las únicas aplicaciones posibles para este tipo de tecnología, usándose principalmente para llevar electricidad a zonas remotas en las que otras opciones de transportarla no resultaban prácticas o económicas. Esto se debe a que la red eléctrica no llega a todos lados y que en algunos casos no tendría sentido realizar una inversión para la ampliación de la red si la carga a abastecer puede alimentarse mediante otros métodos más económicos y sencillos.

Algunas de estas aplicaciones son:

Antenas o centros de recogida de datos: En lugares remotos como en zonas montañosas.

Aplicaciones espaciales: Fueron las primeras donde se empleó ya que el coste no era un impedimento y gracias a ellas se aceleró el desarrollo de la tecnología.

Sistemas de telecomunicación: Con el objetivo de recibir y emitir señales en lugares sin suministro.

Abastecimiento doméstico: Casas alejadas de la red o como instalación de apoyo. Cualquier usuario puede obtener su propia energía de forma independiente, con el apoyo para la generación de energía en las horas sin sol

de otro sistema complementario (diesel, eólico), o acumulando la energía sobrante en baterías.

Instalaciones de apoyo: Instalaciones en escuelas, hospitales, estaciones de carga de baterías.

Instalaciones de riego o bombeo: Con el objetivo de evitar la instalación de aparamenta y cableado necesario para el transporte de la energía eléctrica.

Y algunas menos comunes como señalización marítima o terrestre, iluminación y telefonía pública, transporte de vacunas, iluminación portátil o trampas de insectos.

El segundo grupo de aplicaciones es el de las instalaciones conectadas a red y aunque para conectar instalaciones fotovoltaicas con la red hubo que esperar algunos años, estas últimas se han desarrollado rápidamente estando ahora muy extendido su uso, tanto para aplicaciones de instalaciones de apoyo como para grandes instalaciones de generación.

La principal función de las instalaciones conectadas a red es la generación de energía para su venta, inyectando ésta en la red. Debido a esto se intentará generar la máxima cantidad de energía posible a partir de los recursos disponibles.

En algunos casos parte de la energía generada se utilizará para abastecer el propio consumo de la empresa.

Esto es gracias al hecho de que la energía fotovoltaica es la única fuente de energía renovable que puede instalarse de forma masiva en el centro de zonas urbanas. De hecho, son muchos los paneles fotovoltaicos que se integran en edificios, generando una energía segura, ecológica y autónoma.

La aplicación de la energía solar fotovoltaica en edificios es una de las aplicaciones más utilizada en los últimos años debido a su función de ingreso complementario y a su menor inversión.

2.8.Desarrollo energía solar fotovoltaica

El desarrollo en los últimos años de esta tecnología ha sido muy grande. A pesar de esto, aún es muy pequeño el aporte de energía que supone la energía fotovoltaica, con respecto a la demanda global de energía. Esto irá cambiando con el tiempo ya que ha demostrado ser una tecnología fiable y respetuosa con el medio ambiente lo que es de gran utilidad en la lucha contra el cambio climático, sin dejar de lado otro tipo de tecnologías, que sin lugar a dudas tendrán un papel importante en el abanico energético del futuro. El desarrollo ha sido también en gran parte gracias a las subvenciones de las que ha gozado

este tipo de instalaciones, aunque teniendo en cuenta algunos estudios realizados, puede considerarse como una inversión que se recuperará a medio plazo, porque los costes producidos por las catástrofes naturales, en parte provocadas por el cambio climático, suponen aproximadamente 100.000 millones de euros al año. Todo este desarrollo ya ha conseguido una bajada de precios en los últimos años considerable y se espera que esta tendencia se mantenga en los próximos años.

2.8.1 España

En España la energía fotovoltaica ha gozado de grandes subvenciones y primas desde sus comienzos, aunque últimamente esto se ha visto reducido por la creciente crisis en la que está sumido el país. Hasta septiembre del año 2007, el apoyo a la energía fotovoltaica era total, como mostraba el RD 661/2007 donde se aseguraba una prima por cada KW/hora producido durante los siguientes 25 años, y a partir de estos 25 años se proponía dar otra cantidad primada hasta la terminación de la vida útil de la instalación. Después de muchas gestiones y negociaciones el gobierno aprobó una ley de carácter retroactivo que limitaba las primas y abría paso a un marco que se basaba en un sistema de cupos crecientes y primas decrecientes. El gobierno dio un plazo de un año para finalizar la construcción de todos los proyectos que estuvieran en marcha y así poder acogerse al marco antiguo de primas. Esto provocó que pequeños y grandes inversores adelantaran los plazos de construcción con el consiguiente aumento de la demanda de paneles solares. El mercado de paneles solares se colapsó y debido a la creciente demanda de éstos, se produjo un aumento de su precio. Desde entonces el gobierno lleva un control de los MW que se pueden instalar cada trimestre y se incentiva un desarrollo controlado pero continuo.

Además de esto, 2 años más tarde se limitaron las primas de la energía fotovoltaica a los primeros 25 años de servicio RD 1565/2010, y se limitó el número de horas de producción mediante el sistema de pago de primas, reduciendo éste en un 30%. También se establecieron dos tipologías de instalaciones, una para aquellas que se instalaban en edificaciones y otra para el resto, cada una de ellas con sus correspondientes cupos y tarifas. En España a pesar de los altibajos que ha podido tener esta tecnología es innegable que ha ayudado al desarrollo industrial del país y ha permitido a empresas españolas internacionalizarse y abrirse camino en el mercado extranjero, siendo pioneras en el desarrollo de esta tecnología y dándose a conocer en otros países que empezaban a ver los beneficios de ella. En consecuencia, cuando se critican los costes que supone su desarrollo, también hay que tener en cuenta los ingresos que ha generado por el progreso de nuestra industria.

2.8.2 Resto del mundo

Los principales productores de paneles solares en el mundo son Alemania, con un crecimiento anual del 33%, produciendo un 45% del total en 2009. A continuación España con un incremento en la producción del 66% en 2009, lo que supone una producción sobre el total de 25% y Japón con un crecimiento del 4% con un 15% de la producción mundial. En los últimos años otros países han comenzado con un fuerte desarrollo de esta tecnología, como EE.UU, Corea, China y el resto de países de la UE. En este tipo de tecnología España tiene una importante ventaja con respecto a países como Alemania, ya que aquí la radiación estimada es de 2000Kwh/m² mientras que en Alemania es de 1200Kwh/m² lo que provoca, teniendo en cuenta el rendimiento medio de los paneles, que la energía media obtenida en un m² en España sea de 400KWh, lo que supone casi el doble que los 240KWH de Alemania. Con un cálculo rápido podemos ver que la superficie necesaria en Alemania para producir 5400MWh seria de 22500m², mientras que en España se reduciría en unos 9000m² siendo esta superficie necesitada de 13500m².

A finales de 2010 la potencia total instalada en el mundo era de 40000 MWp según el European Photovoltaic Industry Association (EPIA) de los cuales un 72% está localizado en la Unión Europea. En potencia instalada destacan en Europa, Alemania con una potencia instalada en 2010 de 7.408MW y España que aunque en los últimos años ha visto frenada la instalación de nuevas plantas supone un alto porcentaje de la potencia instalada en Europa. La potencia de ambos países supone un 52% del total mundial. Les sigue Japón con 3622MW totales que suponen un 9% del total y con un aumento en 2010 de 990MW y EE.UU con 2727MW lo que supone un 6,8% respecto a la potencia total y una potencia instalada en 2010 de 980MW.

Otros países como Italia y republica Checa han empezado a desarrollar esta tecnología en los últimos años.

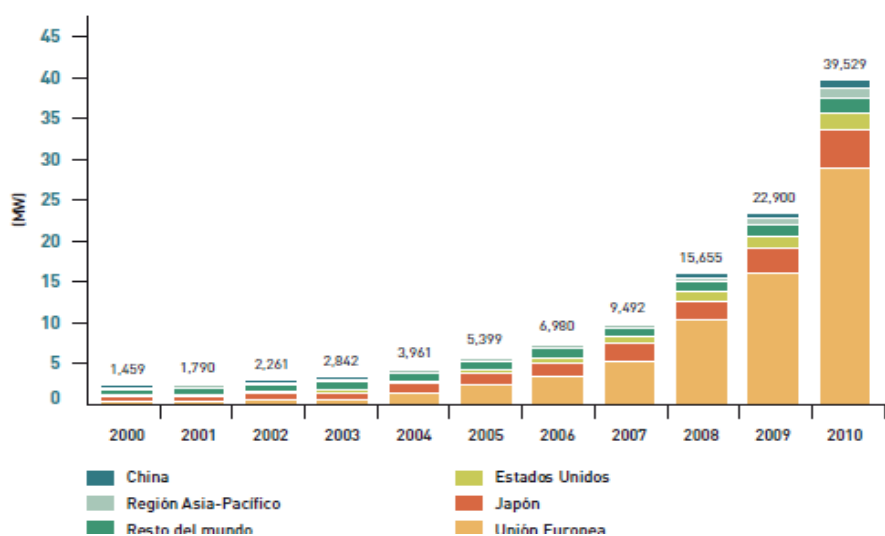


Fig 11: Potencia instalada por año

3. Tipos de instalaciones fotovoltaicas

Una instalación fotovoltaica tiene el objetivo como hemos dicho anteriormente de obtener energía eléctrica mediante la conversión de la energía solar.

Con este objetivo común se pueden diferenciar dos tipos principales de instalaciones, dependiendo de la finalidad que se dará a esta electricidad y del emplazamiento de la instalación. Si el emplazamiento es un lugar remoto sin posibilidad de conexión a la red de baja o media tensión o el consumo que se va a abastecer es pequeño o móvil, se utilizará una instalación fotovoltaica aislada, mientras que si hay la posibilidad de conectarse a la red y el objetivo es conseguir la mayor cantidad de energía eléctrica posible, se usará una instalación fotovoltaica conectada a red.

3.1.Introducción y descripción de instalaciones aisladas

Este tipo de instalaciones hacen posible el suministro eléctrico de cargas, que por problemas técnicos o económicos no tienen la posibilidad de conectarse a la red. Estas aplicaciones suelen ser domésticas, agrícolas, ganaderas, de bombeo, o instalaciones remotas o móviles de bajo consumo como sistemas de comunicaciones y señales.

Para este tipo de instalaciones, antes de su diseño hay que calcular el consumo medio que se prevé abastecer y en función de éste, diseñar el generador mínimo que se requerirá y adecuar las baterías en función de la autonomía que se quiera.

Este tipo de instalaciones suponen únicamente el 10% del total de las instalaciones que se diseñan.

3.2.Introducción y descripción de instalaciones conectadas a red

Lo principal para acometer una instalación de este tipo es tener la posibilidad de conectarse a una red de distribución cercana, lo que hace opcional las baterías, siendo sólo necesarias si se pretende tener un servicio auxiliar en caso de fallo de conexión con la red. Lo único que se necesita a parte de los paneles solares, es un inversor que convierta la electricidad generada de CC a CA y vierta la energía producida a la red en las condiciones requeridas según la normativa. Estas instalaciones son las que han sufrido un mayor desarrollo en los últimos años, debido a los incentivos que les otorgaba la legislación, permitiendo la venta de esta energía en régimen especial y por tanto con unas primas sobre la tarifa de venta. En algunos casos se requerirá un contador que determine el balance neto de la energía comprada y vendida y en otros serán necesarios dos contadores para contabilizar la cantidad de energía vertida a la red, con la tarifa con primas y otro para contabilizar la energía que se extrae de la red al precio normal. Estas tareas también podrá realizarlas un mismo contador bidireccional. Las instalaciones conectadas a red están mucho más extendidas que las aisladas, puesto que si el objetivo es únicamente

rentabilizar una inversión mediante el ahorro de energía o la venta de ésta, estas instalaciones son más eficientes y fiables que las aisladas.

Los tres tipos de sistemas que hay disponibles en el mundo para el intercambio de energía con la red, ya sea como compra o como venta son:

Sin remunerar: El usuario no percibe remuneración alguna por la inyección de la energía FV generada. El exceso de energía que se produce en la instalación, se inyecta a la red sin obtener a cambio remuneración alguna. Este sistema no está disponible en España.

El precio de compra y venta de la electricidad son iguales: Este sistema se conoce como balance neto o “Net Metering”. En este caso la energía producida se empleará en abastecer la demanda propia con el consiguiente ahorro en la compra de electricidad y si se produce un excedente energético, se venderá este sobrante inyectándolo a la red, recibiendo a cambio la tarifa correspondiente. Con este sistema sólo es necesario un contador que lleve la cuenta del balance neto de la energía consumida y producida.

El precio de compra y venta de la electricidad es distinto: Esta situación es la instaurada en España actualmente y requiere la instalación de dos contadores, ya que deberá llevarse la cuenta por separado de la energía producida y la consumida. En este caso toda la energía producida será vertida a la red con la tarifa de régimen especial y la consumida se comprará con la tarifa normal.

3.3. Componentes de la instalación fotovoltaica

A continuación vamos a analizar todos los componentes que conforman una instalación fotovoltaica, sin los cuales no se podría realizar la conversión de energía solar a energía eléctrica y adecuar ésta para su inyección a la red.

3.3.1 Componentes principales de la instalación fotovoltaica

Generador solar fotovoltaico: El generador está compuesto por paneles solares que son los encargados de la generación de electricidad. El número de celdas de las que estará compuesto el panel, dependerá de la corriente y tensión que se desee obtener a la salida, pudiendo conectar estas celdas en serie y paralelo para adecuar estos parámetros. Los paneles estarán protegidos por una lámina de vidrio y encapsuladas en un material plástico, además estarán enmarcados con metal para asegurar la sujeción de las diferentes capas.

Baterías o acumulador: Este componente no será estrictamente necesario en las instalaciones conectadas a red como la nuestra, ya que no será necesario acumular la energía al estar conectado a red y tener la posibilidad de inyectar o comprar energía en todo momento. Esto dependerá también de si se desea

destinar parte de la energía generada a las baterías y tener un suministro auxiliar en caso de fallo del principal.

Inversor: La principal función del inversor es transformar la energía generada de continua a alterna. Además deberá adecuar la corriente alterna a las condiciones necesarias para poder inyectarla a la red. También puede ser que parte de la energía que se transforma en alterna pase a alimentar las cargas de nuestro edificio. Algunos de los aspectos importantes de los inversores a la hora de dimensionar la instalación y comprobar la calidad de onda resultante son:

Potencia nominal (VA): Potencia especificada por el fabricante. Es la potencia que el inversor es capaz de transformar.

Capacidad de sobrecarga: Es la capacidad del inversor para entregar una potencia mayor que la nominal durante un cierto intervalo de tiempo.

Factor de potencia: Cociente entre la potencia activa (W) y la potencia aparente (VA) a la salida del inversor.

Autoconsumo: El inversor necesitara energía para funcionar. Este autoconsumo no deberá exceder un 2% de la potencia nominal en vacío y un 5% de la potencia nominal en carga.

Distorsión armónica total THD (%): Este parámetro se utiliza para analizar el contenido armónico de tensión de salida. Se define como:

$$THD(\%) = 100 \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{n=\infty} V_n^2}}{V_1} \quad (4)$$

3.3.2 Componentes de conexión, medida, cableado y protecciones

Contadores: Se requieren dos contadores con finalidades distintas. Un contador principal contabiliza la energía producida y enviada a la red para que pueda ser facturada a la compañía a los precios estipulados y por otro lado, un contador secundario, mide los pequeños consumos de los equipos fotovoltaicos para descontarlos del total de la energía producida.

Protecciones: Para proteger nuestra instalación de posibles fallos o variaciones de las condiciones de trabajo óptimas se instalarán diferentes tipos de protecciones que permitirán la desconexión de la instalación al detectar estas anomalías, garantizando su correcto funcionamiento. Las protecciones más comunes en este tipo de instalaciones son: Protección de sobreintensidad, protección de sobretensión, protección contra cortocircuitos, protección

contra contactos directos e indirectos, etc. Estas las detallaremos más cuando diseñemos nuestra instalación

Estructura: Dependiendo del tipo de integración de la instalación en el edificio, se necesitará una estructura u otra. Si el caso que se estudia es la instalación de paneles en el tejado, se utilizará una estructura que permita la sujeción e inclinación de los paneles para optimizar su funcionamiento. Si por el contrario se desea integrarlos en la fachada, se elimina la inclinación de los paneles de su función, siendo únicamente la sujeción su objetivo.

Otra manera más técnica de realizar esta clasificación es en arquitectónica y superposición arquitectónica:

El primer sistema ejerce el doble objetivo de generación energética y ayuda arquitectónica ya que los propios paneles sustituirán algunos elementos constructivos. Este tipo de instalación debe tenerse en cuenta en la fase de diseño del edificio.

La superposición arquitectónica se refiere a cuando la instalación de los paneles se realiza con independencia del edificio y con la única función de generar electricidad. En este caso puede procederse a la instalación en cualquier momento.

Puesta a tierra: Las tomas a tierra se incorporan con la función de limitar la tensión que pueda aparecer en los distintos componentes metálicos de nuestra instalación. También son muy necesarias para el correcto funcionamiento de las protecciones, así como para limitar el riesgo de accidente en caso de fallo de alguno de los componentes eléctricos. No existe un acuerdo total sobre si es conveniente o no la puesta a tierra de instalaciones fotovoltaicas, aunque como norma general, las instalaciones de poca potencia no suelen conectarse a tierra, mientras que las que son algo más potentes suelen estar conectadas a través de la estructura metálica donde se soportan.

La conexión a tierra consiste en la unión de los elementos metálicos mediante un electrodo conductor con la mínima resistencia posible y un electrodo enterrado bajo la instalación. Con esto se pretende conseguir eliminar la posibilidad de que se creen diferencias de potencial peligrosas en estos elementos metálicos y que al mismo tiempo se puedan conducir las corrientes de defecto o de origen atmosférico a tierra.

Cuando se vayan a elegir los materiales para diseñar la puesta a tierra debe tenerse en cuenta:

- El valor de la resistencia de puesta a tierra debe estar conforme con las normas de protección y de funcionamiento de la REBT.

- Las corrientes de defecto a tierra y las corrientes de fuga deben poder circular sin peligro.

- La solidez o la protección mecánica deben quedar aseguradas con independencia de las condiciones o influencias externas.
- La puesta a tierra se debe hacer bajo las recomendaciones del reglamento electrotécnico de baja tensión.
- Los dos tipos de puestas a tierra más comunes son electrodos simples (picas y placas) y anillas o mallas (cables o pletinas enterrados horizontalmente).

Cableado: El cableado dependerá de las dimensiones de la instalación, además de si se trata de la parte que funciona en DC o si funciona en AC.

3.4. Tipos de instalación

En este apartado analizaremos más en detalle las posibilidades de instalación de paneles solares en la fachada de nuestro edificio, ya que éste es el tipo de instalación que hemos elegido.

Fachada ventilada: Este tipo de sistema se desarrolló enfocado a los países con un clima más húmedo y frío, ya que con un cerramiento ligero, como estaban unidos los paneles instalados con el sistema antiguo, no era suficiente para evitar la entrada de agua a través de las juntas. Este nuevo sistema se compone de dos capas independientes, la exterior con el objetivo de proteger del contacto directo de la lluvia o la nieve con la capa interior, y esta capa interior que al ser la capa aislada y rígida, tiene la función de una pared común, como puede ser mantener la temperatura y soportar las cargas de la propia pared o el viento. Esta parte puede estar hecha de ladrillo u hormigón y deja un espacio hueco entre ambas láminas para mejorar el aislamiento y facilitar la instalación de las láminas fotovoltaicas que irán colocadas en la capa exterior y podrán utilizar este espacio para colocar el cableado y las conexiones. Además de esto, este espacio mejorará el rendimiento de los paneles ya que como vimos anteriormente la dependencia de la energía generada es inversamente proporcional a la temperatura del panel, por lo que al tener una mejor ventilación mejorará la refrigeración de los paneles y con ello su producción de energía. En este tipo de instalaciones habrá que tener especial cuidado con los anclajes elegidos para soportar la capa exterior donde irán nuestros paneles, ya que deberán soportar las cargas del viento y la nieve y además supondrán una carga extra para la pared interior.

Fachada muro cortina: El muro cortina es un sistema de fachada acristalada que elimina el elemento de sujeción metálico de la cara externa de la fachada, evitando las líneas externas y consiguiendo un efecto de continuidad en la superficie del vidrio. Sigue manteniendo la ventaja de la ventilación entre la cara exterior e interior.

Marquesina o porche: Este tipo de instalación es la más sencilla de todas ya que solo necesita una estructura triangular para soportar los paneles. Este sistema tiene la ventaja de poder inclinar los paneles hacia una posición más

óptima y así incrementar la generación de energía. También puede utilizarse para generar sombra lo que podría ser útil en terrazas.

Lamas y parasoles: Los paneles fotovoltaicos integrados en lamas y parasoles van un paso más allá en la mejora de la eficiencia energética de los edificios, porque aparte de las funciones de las instalaciones típicas de generación, aportan un control sobre la radiación incidente en el interior de las oficinas. Esta nueva posibilidad puede ser muy útil en el ahorro energético en países con una alta radiación en los meses de verano, posibilitando la regulación de la cantidad de luz que penetra en la habitación a través de las ventanas. La instalación de los parasoles o lamas puede tenerse en cuenta en el diseño del edificio o colocarse posteriormente anclado con un soporte.

Esta instalación permite dos sistemas diferentes de parasoles:

Parasoles estáticos: Este tipo de parasoles quedarán inmóviles después de su instalación. Lo que se calcula es un grado de inclinación óptimo para que en verano la oficina quede protegida de la mayoría de los rayos solares ahorrando en aire acondicionado y a su vez en invierno al estar el sol más bajo, permita la máxima entrada de luz natural reduciendo al máximo el gasto en luz artificial.

Parasoles orientables: En este caso mediante un sistema mecánico o un motor eléctrico, el panel cambiará su inclinación de forma automática, siguiendo las instrucciones del algoritmo que se halla programado que calcula la posición del sol durante el año y tiene en cuenta las necesidades del edificio y de los que lo habitan.

4. Dimensionado de paneles e inversor

Para el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica hay que tener en cuenta tanto las condiciones climáticas del emplazamiento elegido, como la función que se le dará a esa instalación. En nuestro caso el dimensionamiento quedará reducido a una única variable ya que pretendemos conseguir la mayor producción posible de electricidad que podamos obtener, a partir de la superficie de la fachada, sin tener en cuenta la necesidad de cubrir ningún consumo en concreto.

El edificio elegido para la instalación se encuentra en el hemisferio norte, por lo que la orientación idónea de los paneles será hacia el sur. Con esta orientación se consigue hacer coincidir el momento de máxima irradiancia incidente del sol en su movimiento este-oeste, que será al medio día con la captación óptima del panel para así maximizar la producción de electricidad. Al no tener la posibilidad de elegir la orientación de los paneles al estar estos colocados en la fachada del edificio, elegiremos la fachada con una orientación más próxima al sur. Esta orientación también será variable al ser una fachada con múltiples cortes con lo que cada uno de estos funcionará con unas condiciones ligeramente diferentes.

En este apartado se deberá decidir la organización y disposición de los paneles fotovoltaicos en ramales y series atendiendo a las características de nuestro inversor, para intentar maximizar la producción de la instalación. El dimensionamiento total del generador fotovoltaico será el máximo que nos permita la superficie de la fachada del edificio que es de 915 m².

Según el real decreto 1663/2000 si la potencia nominal de todos los inversores de la instalación supera los 5kW la acometida de la red deberá ser trifásica. En nuestro caso al ser una superficie bastante grande y por tanto una potencia nominal superior a los 5kW deberá realizarse la acometida en trifásica. Una de las partes más importantes del dimensionamiento será la elección de la potencia nominal del inversor pudiendo ser ésta de entre 2,5 kW y 100 kW. La potencia dependerá principalmente de la potencia instalada y del presupuesto de la inversión. A parte de la potencia de cada inversor habrá que tener en cuenta las diferentes características de cada uno para la elección de éste.

En las condiciones habituales que suelen tenerse en cuenta en la mayoría de las instalaciones fotovoltaicas la potencia del inversor no deberá superar la potencia instalada del generador.

Para esto también se puede definir un parámetro adimensional que determina el dimensionamiento del inversor con respecto al generador.

Factor de dimensionamiento del inversor:

$$F_{DI} = \frac{P_{nom,inv}}{P_{gen}} \quad (5)$$

Para cualquier lugar de Europa se recomendarán factores que van desde 0,65 en las zona norte donde será más difícil llegar a la potencia máxima, hasta 1 en la zona sur donde habrá más posibilidades de alcanzar una potencia mayor.

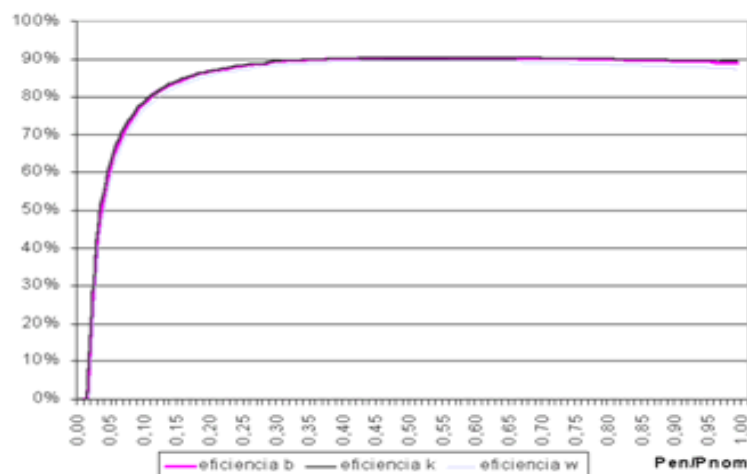


Fig 12: Eficiencia del inversor

Lo que se pretende con este dimensionamiento a la baja es conseguir que la mayor parte del tiempo, el inversor funcione con una carga cercana a su máxima capacidad pero sin llegar a sobrepasarla. Esto no llegará a suceder debido a que las pérdidas por inclinación y orientación, pérdidas por sombreado y pérdidas en el cableado y conexionado, harán que el generador casi nunca llegue a su potencia nominal. Otro factor a tener en cuenta es cuando la irradiancia llega a 1000 W/m^2 ya que la temperatura del módulo será mayor de 25°C , lo que conllevará una bajada de la eficiencia. Además rara vez llega a estos valores siendo normal una irradiancia de entre 400 W/m^2 y 700 W/m^2 para España. También habrá que asegurarse que la eficiencia máxima del inversor se corresponda con el rango de irradiancia más frecuente del lugar. Otro factor importante y más en una instalación en fachada como la de este proyecto es la inclinación y orientación de los paneles. La potencia generada por los paneles siempre será menor a si estuvieran instalados con una orientación óptima y en el caso que estamos diseñando al no tener la flexibilidad de elegir estos factores, hará que esta potencia generada sea menor de lo habitual.

Si se seleccionase un inversor con una potencia superior al generador fotovoltaico habría un gran número de horas en que el inversor estaría funcionando con una carga inferior a su capacidad máxima, por lo que su rendimiento estaría por debajo de su valor óptimo. Si sucediese lo contrario y se seleccionase un inversor de mucha menos capacidad que el generador fotovoltaico, habría horas en las que estaría funcionando limitando la potencia del generador, evitando que se generase la máxima energía posible.

En casos en que la temperatura del inversor pudiera alcanzar valores muy elevados al estar instalado en el exterior en un entorno con una climatología extrema, sí se podría llegar a sobredimensionar el inversor con respecto al generador fotovoltaico hasta en un 20%.

Además de elegir el inversor a partir de la potencia instalada también habrá que tener en cuenta la tensión y corriente de salida del generador teniendo que estar ésta en el rango de valores admisibles descrito en las características de nuestro inversor. Estos valores se podrán ajustar colocando los paneles en serie para la corriente y en paralelo para la tensión.

Nuestra instalación podrá conectarse a las redes de baja tensión al tener una potencia instalada de menos de 100kW y no suponer más del 50% de la potencia del centro de transformación que corresponde a la línea donde conectará la instalación.

4.1 Dimensionado generador fotovoltaico e inversor

Para operar la instalación en unos parámetros de tensión e intensidad óptimos habrá que calcular el número máximo y mínimo de paneles de cada ramal y el número de ramales que podremos conectar en paralelo a cada inversor.

4.1.1 Número máximo de paneles por ramal

El máximo de paneles por ramal se calculará para no exceder la tensión máxima admisible de entrada de nuestro inversor y se dará para la tensión de circuito abierto y unas condiciones de temperatura mínimas. Esta temperatura ambiente mínima se considera -5°C y se corresponde con una irradiancia de 100 W/m^2 ya que es el valor utilizado habitualmente para este tipo de cálculos.

Para calcular la temperatura del módulo en estas condiciones de mínima temperatura utilizaremos la siguiente ecuación:

$$T_p = T_a + \left(\frac{T_{\text{ONC}} - 20}{800} \right) \times I \quad (6)$$

Donde:

T_p Temperatura del módulo ($^{\circ}\text{C}$)

T_a Temperatura ambiente: -5°C

T_{ONC} Temperatura nominal de funcionamiento de la célula: 46°C

I Irradiancia: 100 W/m^2

Sustituimos los valores de funcionamiento de nuestra célula y calculamos la temperatura de nuestro módulo.

$$T_p = T_a + \left(\frac{T_{\text{ONC}} - 20}{800} \right) \times I = -5 + \left(\frac{46 - 20}{800} \right) \times 100 = -1,75^{\circ}\text{C} \quad (7)$$

A partir de esta temperatura podremos calcular la salida de tensión de nuestro generador en las condiciones más desfavorables. Así podremos comprobar que la tensión de circuito abierto no supere la tensión máxima admisible del inversor y que si se produjera alguna incidencia en la que el inversor fallara, éste pudiera volver al funcionamiento aun dándose la tensión en circuito abierto.

Para calcular la tensión de circuito abierto en la temperatura mínima utilizaremos la siguiente ecuación:

$$U_{\text{ca}(T_{\text{min}})} = U_{\text{ca}(\text{STC})} - [(25^{\circ}\text{C} - T_p) \times \Delta U] \quad (8)$$

Donde:

$U_{\text{ca}(\text{STC})}$ Tensión de circuito abierto en condiciones normales

ΔU Variación de la tensión ($\text{V}/^{\circ}\text{C}$)

Mirando en la hoja de características de nuestro panel podemos ver que el valor de $U_{\text{ca}(\text{STC})}$ es $24,55 \text{ V}$ y que la variación de tensión es $-0,08514 \text{ V}/^{\circ}\text{C}$

Sustituimos los valores correspondientes y calculamos la tensión en circuito abierto.

$$U_{ca(Tmin)} = U_{ca(STC)} - [(25^{\circ}C - T_p) \times \Delta U] = 24,55 - [(25 - (-1,75)) \times (-0,8514)] = 26,83 \text{ V}$$

Una vez hemos obtenido la tensión de un panel en estas condiciones hallaremos el número máximo de paneles por ramal conectados en serie mediante la tensión máxima de entrada del inversor y la tensión de funcionamiento hallada.

El número máximo de paneles por ramal será:

$$N_{max} = \frac{U_{max(INV)}}{U_{ca(Tmin)}} \quad (9)$$

Donde:

$U_{max(INV)}$ Tensión máxima de entrada al inversor (V)

$U_{ca(Tmin)}$ Tensión en circuito abierto a la temperatura mínima (V)

Si miramos el valor de la tensión máxima de entrada del inversor en la tabla de características vemos que éste es de 600V. Al dividirlo entre la tensión en circuito abierto hallada obtenemos que el máximo número de paneles en un rama será de 22.

$$N_{max} = \frac{U_{max(INV)}}{U_{ca(Tmin)}} = \frac{600}{26,83} = 22,36 \approx 22 \text{ paneles}$$

4.1.2 Numero mínimo de paneles por ramal

En el punto de máxima potencia del generador la tensión de salida de éste deberá estar por encima de un valor concreto especificado en las características de nuestro inversor, para que éste pueda funcionar con normalidad. Si esta tensión de salida fuera demasiado baja, el inversor no sería capaz de seguir funcionando en el punto de máxima potencia pudiendo incluso llegar a pararse.

El procedimiento para el cálculo del número mínimo de módulos por ramal será análogo al realizado en el apartado anterior. Para obtenerlo habrá que dividir la tensión mínima de funcionamiento del inversor, entre la tensión en el punto de máxima potencia del módulo, con la condición extra de que se considerará que el módulo está funcionando a una temperatura de 70°C.

$$N_{min} = \frac{U_{PMP(INV)}}{U_{PMP(Tmax)}} \quad (10)$$

Donde:

N_{\min}	Número mínimo de módulos en serie por ramal
$U_{PMP(INV)}$	Tensión mínima de entrada al inversor en Punto de Máxima Potencia (V)
$U_{PMP(T_{\max})}$	Tensión de máxima potencia del módulo a 70 °C

Para calcular $U_{PMP(T_{\max})}$ utilizaremos la siguiente fórmula:

$$U_{PMP(T_{\max})} = U_{PMP(STC)} - [(T_{\max} - 25^{\circ}\text{C}) \times \Delta U] \quad (11)$$

Donde:

$U_{PMP(STC)}$	Tensión en condiciones normales
ΔU	Variación de la tensión (V/ °C)

Para obtener el valor de la tensión en condiciones normales miraremos en la tabla de características, y para la temperatura máxima tomaremos 70°C.

Sustituyendo estos valores en la ecuación obtenemos una tensión de funcionamiento a temperatura máxima de 23,43 °C y por tanto un mínimo numero de paneles en un ramal de 15.

$$U_{PMP(T_{\max})} = U_{PMP(STC)} - [(T_{\max} - 25^{\circ}\text{C}) \times \Delta U] = 19,6 - [(70 - 25) \times (-0,08514)] = 23,43 \text{ V}$$

$$N_{\min} = \frac{U_{PMP(INV)}}{U_{PMP(T_{\max})}} = \frac{350}{23,43} = 14,94 \approx 14 \text{ paneles}$$

4.1.3 Número de ramales en paralelo

El número de ramales que se necesitarán lo hallaremos dividiendo la potencia pico total del generador fotovoltaico entre la potencia hallada en el apartado anterior de un ramal.

$$N_{\max} = \frac{P_{PMP,fov}}{P_{PMP,ramal}} \quad (12)$$

Donde:

$P_{PMP,fov}$	Potencia pico del generador
$P_{PMP,RAMAL}$	Potencia pico de un ramal

Según la tensión mínima y máxima del inversor para la potencia de un ramal teníamos un máximo de 22 paneles y un mínimo de 14 paneles por lo que tomaremos un valor intermedio de 19 paneles.

Para calcular el número de ramales por cada inversor utilizaremos la siguiente fórmula:

$$N_{\max} = \frac{P_{\text{PMP,fov}}}{P_{\text{PMP,ramal}}} = \frac{6000}{2850} = 2,11 \approx 2 \text{ ramales}$$

La P_{PMPramal} la hallaremos con:

$$P_{\text{ramal}} = N^{\circ}_{\text{modulos}} \times P_{\text{modulo}} = 19 \times 150 = 2850 \text{ W}$$

Para comprobar que no superamos la potencia total del inversor calculamos la potencia total de los paneles y la comparamos con la total del inversor:

$$N_{\max, \text{paneles}} = \frac{P_{\text{PMP,fov}}}{P_{\text{módulo}}} = \frac{6000}{150} = 40 \text{ paneles}$$

$$N^{\circ}_{\text{total,paneles}} = N^{\circ}_{\text{paneles,ramal}} \times N^{\circ}_{\text{ramales}} = 19 \times 2 = 38 \text{ paneles} \leq 40 \text{ paneles}$$

También comprobaremos que la tensión de funcionamiento de nuestro inversor se encuentre entre los valores de funcionamiento de este:

$$U_{\text{dc,inv}} = N^{\circ}_{\text{paneles,ramal}} \times U_{\text{máx potencia}} = 19 \times 19,6 = 372,4 \text{ V} \rightarrow 350 \leq 372,4 \leq 600$$

El número de ramales unidos al inversor en paralelo también deberá cumplir unas condiciones de intensidad máxima ya que no podremos superar la I_{\max} que aparece en la placa de características del inversor.

Para el cálculo de la corriente máxima por cada ramal tomaremos la corriente de cortocircuito a una temperatura de 70°C ya que serán las condiciones más desfavorables que puedan darse a lo largo de su funcionamiento.

Para calcular la corriente máxima utilizaremos la siguiente ecuación:

$$I_{\text{cc,ramal}(70^{\circ}\text{C})} = I_{\text{cc,ramal}(\text{STC})} + (T_{\max} - 25^{\circ}\text{C}) \times \Delta I \quad (13)$$

Donde:

ΔI Variación de intensidad respecto a la temperatura ($\text{A}/^{\circ}\text{C}$)

$I_{\text{cc,ramal}(\text{STC})}$ Intensidad del ramal en condiciones normales

Mirando en la placa de característica del inversor vemos que tiene una $I_{\text{cc,ramal}(\text{STC})}$ de 8,2 A y un ΔI de $3,5 \times 10^{-3} (\text{A}/^{\circ}\text{C})$. Para los cálculos tomaremos la temperatura más desfavorable que es de 70°C .

Sustituyendo estos valores obtenemos una intensidad máxima por ramal de 8,375 A.

$$I_{cc(T_{max})} = I_{cc(25^{\circ}C)} - (25^{\circ}C - T_{max}) \times \Delta I = 8,2 - (25 - 75) \times 3,5 \times 10^{-3} = 8,375 \text{ A}$$

Multiplicando por el número total de ramales obtenemos una intensidad de 16,75 A

Pasamos a comprobar que la intensidad total de los ramales es inferior que la intensidad admisible por el inversor.

$$N_{\text{ramales}} \times I_{cc\text{ramal}} \leq I_{\text{máxinversor}} \rightarrow 2 \times 8,375 = 16,75 \leq 22 \text{ A}$$

Como resultado final nuestra instalación estará compuesta por 14 inversores de 6kW de potencia, y cada uno de estos soportará la energía generada por 38 paneles distribuidos en dos ramales de 19 paneles cada uno.

Esta disposición es beneficiosa ya que al no ser una instalación de una potencia muy alta si se colocaran pocos inversores de mayor potencia se correría el riesgo de perder gran parte de la instalación, en el caso de que se produjera un fallo en alguno de ellos.

Sin embargo si colocamos más inversores de menos potencia como en este caso, la potencia perdida debido a un fallo será menor y por tanto la instalación seguirá siendo útil aun en caso de que sufriera alguno.

4.2. Dimensionado de los conductores

Para el dimensionamiento del cableado se seguirán las especificaciones recogidas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT). Habrá que determinar el tipo de conductor, el aislamiento, el tipo de instalación de los cables y su sección.

Los criterios que se seguirán para determinar la sección del conductor serán los siguientes:

- Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.
- Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 2 %.
- El cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.
- Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

- El conductor deberá de soportar una corriente máxima admisible superior a la máxima corriente que pueda circular por él.
- La caída de tensión producida por el cable al circular la corriente máxima por él ha de ser inferior al valor especificado en el pliego de condiciones técnicas.

Para el cálculo de la caída de tensión se utilizarán los valores recogidos en el pliego de condiciones técnicas del IDAE.

También habrá que aplicar los diferentes factores de corrección referentes a temperatura ambiente, canalización, agrupaciones de cables recogidos en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT).

El nivel de aislamiento dependerá de la tensión que deba soportar el cable y de los factores de corrección que dependerán del tipo de instalación que se utilice para su montaje. En instalaciones pequeñas como ésta, estas tensiones no superarán 1kV por lo que el nivel de aislamiento requerido no será muy grande.

4.2.1 Cableado de corriente continua

A continuación se procederá a calcular la sección del cable para los distintos tramos de continua de nuestra instalación. Para realizar los cálculos de las secciones de los conductores utilizaremos el método de la caída de tensión máxima y el de intensidad máxima admisible quedándonos con el resultado que sea más restrictivo de los dos.

Con la elección de la sección del conductor habrá que asegurarse de que la caída de tensión en el cableado sea inferior a un cierto valor. Siguiendo las especificaciones del pliego de condiciones los conductores deberán ser de cobre y deberán tener una sección suficiente para evitar calentamientos y mantener la caída de tensión por debajo del 2%. Esta caída de tensión habrá que repartirla entre la parte de continua que une los módulos, con la caja de conexiones y la parte que une la caja de conexiones con los inversores.

Para calcular la sección utilizaremos la siguiente ecuación:

$$S = \frac{2 \times L \times I_{CC(STC)}}{1,5\% \times U_{PMP(STC)} \times C} \quad (14)$$

Donde:

L	Longitud del cable (m)
I_{CC}	Corriente de cortocircuito del ramal (A)
U_{PMP}	Tensión del ramal (V)
C	Conductividad del cobre ($m/\Omega \cdot mm^2$)

Para elegir el cable y el tipo de instalación consultaremos el REBT (ITC-BT-19) donde quedan representadas las intensidades máximas admisibles para cada sección y tipo de instalación.

Como hemos comentado anteriormente también hay que tener en cuenta la máxima corriente admisible para la elección de la sección de los conductores. Esta corriente se obtiene cuando se da la temperatura máxima de la instalación. Siguiendo las especificaciones del IDAE habrá que aplicar un factor de 0,9 por la corrección de temperatura. Se estimará que el factor de la corriente máxima admisible es 1,3 veces superior a la corriente nominal.

Para el cálculo de la sección por este método utilizaremos la siguiente ecuación:

$$I_{\max, \text{adm}} = 1,3 \times \frac{I_{\text{CC}}}{F_t} \quad (15)$$

Sección del conductor entre los módulos y la caja de conexiones

- Cálculo de la sección por caída de tensión máxima:

En este caso las incógnitas de la ecuación del cálculo de la sección del conductor tomarán los siguientes valores:

L: Para poder cuantificar la caída de tensión total en el cable tomaremos la longitud entre el modulo más alejado y la caja de conexiones. En este caso será 10,16 m.

I: En este caso la corriente más elevada será la corriente de cortocircuito de los paneles fotovoltaicos que es 8,2 A.

U_{PMP} : Esta es la tensión que deberá soportar el conductor, y será la correspondiente a los 19 módulos colocados en serie.

Para este caso la caída de tensión será de 1%.

Sustituyendo estos valores en la ecuación obtenemos:

$$S = \frac{2 \times L \times I_{\text{CC}(\text{STC})}}{1\% \times U_{\text{PMP}(\text{STC})} \times C} = \frac{2 \times 10,16 \times 8,2}{0,01 \times 372,4 \times 44} = 1,016 \text{mm}^2 \rightarrow S$$
$$= 1,5 \text{mm}^2 \rightarrow 13 \text{ A}$$

- Cálculo de sección por intensidad máxima admisible:

Para este cálculo obtendremos la I_{cc} de la tabla de características del modulo fotovoltaico. Esta corriente se obtiene cuando la temperatura es máxima en la

instalación, con lo que según el IDAE deberemos escoger un factor de corrección de temperatura de 0,9.

Sustituyendo estos valores en la ecuación obtenemos:

$$I_{\max, \text{adm}} = 1,3 \times \frac{I_{\text{CC}}}{F_t} = \frac{1,3 \times 8,2}{0,9} = 11,84 \text{ A} \leq 13 \text{ A}$$

La sección calculada de $1,5\text{mm}^2$ será capaz de soportar la intensidad máxima por lo que está bien dimensionado.

Sección del conductor entre caja de conexiones e inversor

Para este caso utilizaremos distintos tipos de secciones dependiendo de la distancia de la caja de conexiones al inversor.

Las distancias entre las cajas de conexiones y los inversores son las siguientes:

Caja de conexiones 1 e inversor 1: 24,47m
Caja de conexiones 2 e inversor 2: 21,69m
Caja de conexiones 3 e inversor 3: 18,91m
Caja de conexiones 4 e inversor 4: 16,24m
Caja de conexiones 5 e inversor 5: 13,49m
Caja de conexiones 6 e inversor 6: 10,75m
Caja de conexiones 7 e inversor 7: 8,09m
Caja de conexiones 8 e inversor 8: 3m
Caja de conexiones 9 e inversor 9: 2m
Caja de conexiones 10 e inversor 10: 3m
Caja de conexiones 11 e inversor 11: 7m
Caja de conexiones 12 e inversor 12: 10,33m
Caja de conexiones 13 e inversor 13: 13,65m
Caja de conexiones 14 e inversor 14: 16,97m

Para una distancia de entre 2,5m y 7,5m utilizaremos un cable de PVC de $1,5\text{mm}^2$

En este grupo estarán los cables que unen la caja de conexiones 8 con el inversor 8, la caja de conexiones 9 con el inversor 9, la caja de conexiones 10 con el inversor 10, la caja de conexiones 11 con el inversor 11.

Para una distancia de entre 7,5m y 12,5m utilizaremos un cable de PVC de $2,5\text{mm}^2$

En este grupo estarán los cables que unen la caja de conexiones 12 con el inversor 12, la caja de conexiones 7 con el inversor 7, la caja de conexiones 6 con el inversor 6.

Para una distancia de entre 12,5m y 20m utilizaremos un cable de PVC de 4mm^2

En este grupo estarán los cables que unen la caja de conexiones 3 con el inversor 3, la caja de conexiones 4 con el inversor 4 la caja de conexiones 5 con el inversor 5 la caja de conexiones 13 con el inversor 13, la caja de conexiones 14 con el inversor 14.

Para una distancia de entre 20m y 30m utilizaremos un cable de PVC de 6mm^2

En este grupo estarán los cables que unen la caja de conexiones 1 con el inversor 1, la caja de conexiones 2 con el inversor 2.

- Cálculo de la sección por caída de tensión máxima:

En este tramo realizaremos uno de los cálculos de sección entre la caja de conexiones y el inversor para representar el método utilizado.

En este segundo caso las incógnitas de la ecuación del cálculo de la sección del conductor tomarán los siguientes valores:

L: Tomaremos la distancia entre la caja de conexiones y el inversor.

I: Será la corriente de cortocircuito referente a 2 ramales. Tendrá un valor de 16,4 A.

U_{PMP} : Esta es la tensión que deberá soportar el conductor, y será la correspondiente a los 19 módulos colocados en serie.

Para este caso la caída de tensión será de 1% igual a la del apartado anterior.

Sustituyendo estos valores en la ecuación obtenemos:

$$S = \frac{2 \times L \times I_{CC(STC)} \times 2}{1\% \times U_{PMP(STC)} \times C} = \frac{2 \times 24,47 \times 16,4}{0,01 \times 372,4 \times 44} = 4,89\text{mm}^2 \rightarrow S = 6\text{mm}^2$$

$\rightarrow I_{adm} = 30\text{ A}$

- Cálculo de sección por intensidad máxima admisible

En este caso utilizaremos el doble de la intensidad del apartado anterior al ser 2 ramales.

Sustituyendo estos valores en la ecuación obtenemos:

$$I_{\max, \text{adm}} = 1,3 \times \frac{I_{\text{CC}} \times 2}{F_t} = \frac{1,3 \times 16,4}{0,9} = 23,68 \text{ A} \leq 30 \text{ A}$$

La sección calculada de 6 mm^2 será capaz de soportar la intensidad máxima por lo que está bien dimensionado.

4.2.2 Cableado de corriente alterna

Para el dimensionado del cableado en alterna dividiremos la instalación de corriente alterna en 3 tramos. El primero irá desde el inversor a la caja de agrupamiento, el segundo irá desde la caja de agrupamiento hasta la caja general de protección y el tercer tramo desde la caja general de protección hasta el transformador.

Para los dos primeros tramos utilizaremos cables multiconductores en tubos en montaje superficial o empotrados en obra (B-2) en PVC (instalación trifásica), establecido en el REBT (ITC-BT-19).

Para el tercer tramo utilizaremos las secciones de cable comerciales aplicando las tablas del REBT (ITC-BT-07) para redes subterráneas de distribución, para una terna de cables

Unipolares (cable trifásico) aislados en PVC enterrados en canalizaciones entubadas y aplicándoles un factor de corrección por estar enterrados bajo tubo de 0.8. Consideraremos una temperatura ambiente máxima de 40°C por lo que el factor de corrección por temperatura será nuevamente de 1.

Al igual que en el dimensionado del cableado en continua habrá que tener en cuenta tanto la caída de tensión en los conductores como la corriente máxima admisible para la elección de los cables y las secciones.

Para calcular la sección teniendo en cuenta la caída de tensión utilizaremos la siguiente ecuación:

$$S = \frac{\sqrt{3} \times L_{\text{CA}} \times I_{\text{n(INV)}} \times \cos \phi}{2\% \times U_{\text{n}} \times C} \quad (16)$$

Esta fórmula es la correspondiente a una conexión trifásica

Donde:

$I_{\text{n(INV)}}$	Corriente nominal a la salida del inversor (A)
L_{CA}	Longitud del cable (m)
U_{n}	Tensión nominal de la red (V)
$\cos \phi$	Factor de potencia (0,8...1)
C	Conductividad ($\text{m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$)

Para el cálculo de la corriente nominal a la salida del inversor utilizaremos intensidad máxima a la salida del inversor

$$I_{n(INV)} = I_{\max (INV)} = \frac{P_{INV}}{\sqrt{3} \times U_n \times \cos \phi} = \frac{6000}{\sqrt{3} \times 400 \times 1} = 8,66 \text{ A}$$

La ecuación que utilizaremos para comprobar si se cumple la restricción de la intensidad máxima admisible será la misma ecuación que en el apartado anterior:

$$I_{CC,adm} = 1,3 \times \frac{I_{CC}}{F_t} \quad (17)$$

Sección de conductor entre el inversor y la caja de agrupamiento

En este caso las incógnitas de la ecuación del cálculo de la sección del conductor tomarán los siguientes valores:

L: Para poder cuantificar la caída de tensión total en el cable tomaremos la longitud entre el módulo más alejado y la caja de conexiones. En este caso será 10,16 m.

I: En este caso la corriente más elevada será la corriente de cortocircuito de los paneles fotovoltaicos que es 8,2 A.

U_{PMP} : Esta es la tensión que deberá soportar el conductor, y será la correspondiente a los 19 módulos colocados en serie.

Para el cálculo de sección en este tramo utilizaremos la longitud del inversor más alejado de la caja de agrupamiento.

I_n : En este caso será la corriente más elevada a la salida del inversor que es 8,66 A.

L: Tomaremos la longitud del inversor más alejado a la caja de agrupamiento. En este caso será de 6,25m.

U: La tensión a la salida del inversor será de 400 V.

- Cálculo de la sección por caída de tensión máxima:

La caída de tensión no podrá superar el 2% y habrá que repartirla entre los 3 tramos. En este tramo tomaremos una caída del 0,5%.

$$S = \frac{\sqrt{3} \times L_{CA} \times I_{n(INV)} \times \cos \phi}{0,5\% \times U_n \times C} = \frac{\sqrt{3} \times 6,25 \times 8,66 \times 1}{0,005 \times 400 \times 44} = 1,06 \text{ mm}^2 \rightarrow$$

$$\rightarrow S = 1,5 \text{ mm}^2 (\text{PVC}) \rightarrow I_{adm} = 13 \text{ A}$$

- Cálculo de la sección por intensidad máxima admisible:

$$I_{\max, \text{adm}} = 1,3 \times \frac{I_{\text{CC}}}{F_t} = 1,3 \times \frac{8,66}{1} = 11,258 \text{ A} \leq 13 \text{ A}$$

Al no estar expuestos al sol el F_t de temperatura será 1.

La sección calculada de $1,5 \text{ mm}^2$ será capaz de soportar la intensidad máxima por lo que está bien dimensionado.

Sección del conductor entre la caja de agrupamiento y la CGP

I_n : En este caso será la corriente más elevada a la salida del inversor que es 8,66 A multiplicada por 14 ramales.

L: Tomaremos una longitud de 5m.

U: La tensión a la salida del inversor será de 400 V.

- Cálculo de la sección por caída de tensión máxima:

Para este apartado la caída de tensión permitida será de 0,5%.

$$S = \frac{\sqrt{3} \times L_{CA} \times I_{n(INV)} \times 14 \times \cos \phi}{0,5\% \times U_n \times C} = \frac{\sqrt{3} \times 5 \times 121,24 \times 1}{0,005 \times 400 \times 44} = 11,93 \text{ mm}^2$$

$$\rightarrow S = 16 \text{ mm}^2 (\text{PVC}) \rightarrow I_{\text{adm}} = 54 \text{ A}$$

- Cálculo de la sección por intensidad máxima admisible:

$$I_{\max, \text{adm}} = 1,3 \times \frac{I_{\text{CC}}}{F_t} = 1,3 \times \frac{121,24}{1} = 157,6 \text{ A} \geq 54 \text{ A} \rightarrow$$

$$\rightarrow S = 70 \text{ mm}^2 (\text{XLPE}) \rightarrow I_{\text{adm}} = 171 \text{ A}$$

Al no estar expuestos al sol el F_t de temperatura será 1.

La sección calculada de 16 mm^2 no será capaz de soportar la intensidad máxima por lo que habrá que coger un cable con una sección de 70 mm^2 .

Sección del conductor entre la CGP y el Centro de Transformación

I_n : En este caso será la corriente más elevada a la salida del inversor que es 8,66 A multiplicada por 14 ramales.

L: Tomaremos una longitud de 150m.

U: La tensión a la salida del inversor será de 400 V.

- Cálculo de la sección por caída de tensión máxima:

Para este apartado la caída de tensión permitida será de 1%.

$$S = \frac{\sqrt{3} \times L_{CA} \times I_{n(INV)} \times 14 \times \cos \phi}{0,5\% \times U_n \times C} = \frac{\sqrt{3} \times 150 \times 121,24 \times 1}{0,01 \times 400 \times 44} =$$
$$= 178,97 \text{ mm}^2 \rightarrow S = 185 \text{ mm}^2 (\text{XLPE}) \rightarrow I_{adm} = 375 \text{ A}$$

- Cálculo de la sección por intensidad máxima admisible:

$$I_{max,adm} = 1,3 \times \frac{I_{CC}}{F_t} = 1,3 \times \frac{121,24}{0,8} = 197,02 \text{ A} \leq 375 \text{ A}$$

En este caso tomaremos un F_t de 0,8 al estar enterrado bajo tubo.

La sección calculada de 185 mm^2 será capaz de soportar la intensidad máxima por lo que está bien dimensionado.

5. Protecciones y estructura

5.1 Tipos de protecciones

Protección ante contacto directo

La protección de contacto directo viene explicada y detallada en el ITC-BT-24 del REBT y sus bases son una correcta instalación de los equipos y una adecuada protección de éstos.

Para prevenir cualquier contacto directo hay que tomar las siguientes medidas:

- Aislamiento de las partes activas recubriéndolas con un aislamiento que no pueda ser eliminado más que destruyéndolo.
- Inaccesibilidad a la zona de generadores fotovoltaicos a personas no autorizadas mediante cerramientos apropiados y carteles de aviso.
- En armarios y cuadros eléctricos sólo se podrá acceder mediante llaves o herramientas específicas, que sólo estén al alcance del personal autorizado.
- Protección complementaria por medio de dispositivos de corriente diferencial

Protección ante contacto indirecto

Esta protección consistirá en la puesta a tierra de los elementos metálicos de la instalación que en el funcionamiento habitual de ésta, no estén en tensión pero que podrían estarlo en caso de avería. Algunos de estos elementos son los armarios de continua y alterna, el inversor y la estructura soporte.

Una vez producido el contacto la protección consistirá en el corte automático de la alimentación. Esta medida tiene el objetivo de impedir que después de la aparición de un defecto se mantenga una tensión de contacto de valor suficiente, durante un tiempo tal que pueda desencadenar una situación de riesgo.

Protecciones contra sobrecargas y cortocircuitos

El límite de intensidad admisible en un conductor ha de quedar en todo momento garantizado por un dispositivo de protección. Éste podrá estar constituido por cualquier elemento de corte como un interruptor automático, o por fusibles calibrados de características de funcionamiento adecuadas o interruptores diferenciales.

A continuación pasaremos a elegir y dimensionar todos los elementos de corte de nuestra instalación. Para ello se analizarán las características de los elementos de corte y las condiciones que deberán cumplir dependiendo de su posición en nuestra instalación.

5.2 Protecciones en continua

En este apartado realizaremos el dimensionamiento de las protecciones necesarias para la parte de continua.

Fusible

Los fusibles se dividen mediante la siguiente clasificación:

Primera letra:

- g: Uso general, capaz de cortar todos los valores de corriente desde $1.6 \cdot I_n$ (valor de fusión) hasta su poder de corte.
- a: De acompañamiento, capaz de cortar intensidades desde 3 ó 4 I_n hasta su poder de corte.

Segunda letra:

- G: De uso general (cables y conductores)
- M: Aparatos de maniobra y mando de motores
- R: Protección de circuitos con semiconductores
- B: Minería

Los fusibles que nosotros utilizaremos serán del tipo gG.

Habrà dos fusibles con las mismas características por cada ramal y estarán colocados uno en el conductor de polaridad positiva y el otro en el de polaridad negativa.

Las diferentes intensidades a definir son:

I_b -Intensidad nominal de funcionamiento del circuito

I_n -Intensidad del fusible

I_z -Intensidad máxima que soporta el cable

El cálculo de la intensidad de corte del fusible se hará mediante la siguiente fórmula:

$$I_n \leq 0,91 \times I_z \quad (18)$$

El conductor que hemos utilizado para estas conexiones entre paneles tiene una sección de $1,5\text{mm}^2$ por lo que su corriente máxima admisible serán 13 A. La corriente nominal de funcionamiento (I_b) será de 8,2 A.

Substituyendo los parámetros obtenemos:

$$I_z = 0,91 \times I_{\text{max,adm}} = 0,91 \times 13 = 11,83 \text{ A}$$

Según la normativa ITC-BT-22 del REBT también deberán cumplir las siguientes condiciones:

Condición 1: $I_b \leq I_n \leq I_z$

Condición 2: $I_2 \leq 1,45 \times I_z$

Las intensidades nominales de los fusibles hasta los 50 A son: 2, 4, 6, 10, 12, 16, 20, 25, 32, 35, 40, 50 por lo que para que cumpla la condición 1 podremos elegir entre el fusible de intensidad 10. Si hubiera más de uno válido probaríamos primero los de menor intensidad, ya que al tener una intensidad nominal menor serán más baratos.

Condición 1:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \rightarrow 8,2 \leq I_n \leq 11,83 \rightarrow I_n = 10 \text{ A}$$

La segunda condición no es necesaria en interruptores magnetotérmicos pero en nuestro caso al ser un fusible habrá que cumplir las dos.

Donde:

I_2 : Intensidad convencional de funcionamiento del aparato de protección (intensidad convencional de fusión en los fusibles o intensidad convencional de disparo en interruptores automáticos)

Al ser un fusible de tipo gG se cumple que:

$$I_2 = 1,60 \times I_n$$

Calculamos la intensidad convencional de funcionamiento con la intensidad de fusible elegida a ver si cumple la condición 2 y el fusible tiene la dimensión correcta. Si no fuera válido y hubiera más opciones de elegir en las intensidades iríamos probando con intensidades mayores hasta hallar la que cumpla ambas condiciones a mejor precio.

Condición 2: $I_2 \leq 1,45 \times I_z$

$$I_2 = 1,6 \times I_n = 1,6 \times 10 = 16 \text{ A}$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z = 1,45 \times 13 = 18,85 \text{ A}$$

Como se cumplen ambas condiciones utilizaremos 2 fusibles de 10 A para cada ramal. Esto hará un total de 56 fusibles para la instalación.

Para este caso elegiremos un fusible SITOR CYLINDRICAL FUSE LINK AR 10 A, 600 V AC/400V DC.

Diodo

Como explicamos anteriormente los diodos de bloqueo servirán para impedir la circulación de corriente en la dirección opuesta a la del flujo normal, lo que provocaría que los paneles dejaran de funcionar como generador y pasaran a consumir energía.

Para su dimensionamiento habrá que elegir unos diodos que soporten el bloqueo de una corriente superior a la máxima de funcionamiento de nuestros paneles.

La corriente máxima admisible en cada ramal es de 8,375 A. Por lo que elegiremos unos diodos de 10 A

Para este caso elegiremos un DIODO RAPIDO DSEK60-06A 2x30A 600V 35ns TO-247.

Magnetotérmico

Se colocará un interruptor magnetotérmico en cada uno de los dos ramales de cada inversor con el objetivo de proteger individualmente cada uno de los cortocircuitos y sobreintensidades realizando la desconexión cuando corresponda. Este interruptor deberá soportar e interrumpir corriente en condiciones normales y también ser capaz de soportar corrientes de cortocircuito durante un periodo de tiempo preestablecido, que dependerá de la magnitud de la sobreintensidad.

Para el dimensionamiento del magnetotérmico se utilizaran las ecuaciones mencionadas anteriormente tal como explica la norma ITC-BT-22.

Condición 1: $I_b \leq I_n \leq I_z$

Condición 2: $I_2 \leq 1,45 \times I_z$

En este caso al ser un interruptor magnetotérmico no hará falta comprobar la segunda condición ya que $I_2 = 1,45 \times I_z$ y por tanto siempre se cumpliría.

I_b : Intensidad de funcionamiento del circuito $\rightarrow 8,2 \text{ A}$

I_z : Intensidad admisible por los conductores $\rightarrow 13 \text{ A}$

$$I_z = 0,91 \times I_{\max, \text{adm}} = 0,91 \times 13 = 11,83 \text{ A}$$

$$I_b \leq I_n \leq I_z \rightarrow 8,2 \leq I_n \leq 11,83 \rightarrow I_n = 10 \text{ A}$$

Tensión nominal: $509,77 \text{ V}$

Esto hará un total de 28 magnetotérmicos de 10 A .

Para este caso elegiremos interruptores magnetotérmicos DE LS63 C-1PN-10 Magnetotermico C 10A, 1P+N, 2 mod, 10kA.

Descargador

Las instalaciones fotovoltaicas están expuestas a descargas atmosféricas con sus correspondientes sobretensiones transitorias. Las consecuencias de estas sobretensiones son una reducción de la vida útil de la instalación y la disminución de su rendimiento. La utilización de protecciones contra este tipo de sobretensiones optimiza el rendimiento de la instalación y por tanto su instalación es una opción recomendable.

Las protecciones frente a sobretensiones transitorias descargan los picos de tensión a través de los cables de la instalación eléctrica.

Existen dos tipos de protecciones:

Clase 1: Este tipo está destinado a proteger de impactos directos de rayos. En este caso no será necesaria al ser el riesgo de impacto muy bajo por la escasa superficie de la instalación.

Clase 2: Este tipo está destinado a la protección frente a sobretensiones transitorias debidas a descargas atmosféricas indirectas generadas por la caída de un rayo a cierta distancia de la instalación.

A la hora de elegir nuestro descargador se deberá tener en cuenta la tensión máxima de funcionamiento del circuito que se dará con una temperatura de funcionamiento mínima y en circuito abierto.

$$U_{\max} = U_{ca(5^\circ\text{C})} \times n^\circ \text{ paneles} = 26,83 \times 19 = 509,77 \text{ V}$$

Se escogerá un descargador que soporte una tensión de al menos 509,77 V
Para este caso utilizaremos un descargador DE PS-5 Protector sobretensión
5kA, protección 1kV, 1 polo

Interruptor seccionador

Estos interruptores se colocarán entre los paneles y el inversor y servirán para aislar zonas del generador fotovoltaico en casos de parada por reparación, limpieza de la instalación o por mantenimiento.

Se colocarán 14 interruptores seccionadores que al accionarse aislarán los dos ramales en paralelo conectados a cada inversor.

Para el dimensionamiento de estos interruptores además de la corriente de funcionamiento que deberán ser capaces de interrumpir, habrá que tener en cuenta la tensión de funcionamiento a la que estarán sometidos. Esta corriente a interrumpir será la corriente de cortocircuito de cada ramal multiplicado por el número de ramales en paralelo. Para la tensión se calculará la máxima tensión que pueda darse en los paneles que será la tensión de circuito abierto para las condiciones más desfavorables.

$$U_{\max} = U_{ca(5^{\circ}\text{C})} \times n^{\circ} \text{ paneles} = 26,83 \times 19 = 509,77 \text{ V}$$

$$I_{cc} = I_{cc(\text{ramal})} \times n^{\circ} \text{ ramales} = 8,2 \times 2 = 16,4 \text{ A}$$

Elegiremos un interruptor seccionador que cumpla ambas restricciones.

Para este caso utilizaremos un interruptor seccionador de 32 A, 3 P, 120 x 100, Ne/Gr para candado.

5.3 Protecciones de alterna

En este apartado realizaremos el dimensionamiento de las protecciones necesarias para la parte de continua.

Interruptor magnetotérmico

Se colocará un interruptor magnetotérmico a la salida de cada inversor con el objetivo de proteger ante cortocircuitos y sobreintensidades cortando la intensidad correspondiente. Este interruptor deberá soportar e interrumpir corriente en condiciones normales y también ser capaz de soportar corrientes de cortocircuito durante un periodo de tiempo preestablecido que dependerá de la magnitud de la sobreintensidad.

Para el dimensionamiento del magnetotérmico se utilizarán las ecuaciones mencionadas anteriormente tal como explica la norma ITC-BT-22.

Condición 1: $I_b \leq I_n \leq I_z$

Condición 2: $I_2 \leq 1,45 \times I_z$

Además según el RD1663/2000 habrá que tener en cuenta que la tensión de funcionamiento a la salida del inversor podría llegar a ser un 85% de la nominal.

En este caso al ser un interruptor magnetotérmico no hará falta comprobar la segunda condición ya que $I_2 = 1,45 \times I_z$ y por tanto siempre se cumpliría esta.

I_b : Intensidad de funcionamiento del circuito $\rightarrow 8,66$ A

I_z : Intensidad admisible por los conductores $\rightarrow 13$ A

$$I_z = 0,91 \times I_{\max, \text{adm}} = 0,91 \times 13 = 11,83 \text{ A}$$

$$I_b \leq I_n \leq I_z \rightarrow 8,66 \leq I_n \leq 11,83 \rightarrow I_n = 10 \text{ A}$$

Tensión nominal: 525,868 V

Esto hará un total de 14 magnetotérmicos de 10 A.

Para este caso utilizaremos un interruptor magnetotermico DE LS63 C-1PN-10, Magnetotermico C 10A, 1P+N, 2 mod, 10kA.

Interruptor diferencial

Para el dimensionamiento del interruptor diferencial seguiremos las indicaciones descritas en la norma ITC-BT-25 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión donde indica que estos interruptores deberán tener una intensidad residual máxima de 30mA para instalaciones domésticas y 300mA para otro tipo de aplicaciones. En nuestro caso al ser una instalación conectada a red con el objetivo de conseguir la mayor generación posible, elegiremos interruptores diferenciales con una sensibilidad de 300mA. A pesar de esto no debería haber ningún problema relativo a contactos directos o indirectos si la puesta a tierra es la adecuada.

Para dimensionar el interruptor hay que tener en cuenta que dependiendo de la fachada en la que vaya a ser instalado el interruptor diferencial deberá cubrir la intensidad correspondiente a dos inversores o tres. Sin olvidar que cada uno de estos inversores tiene dos ramales colocados en paralelo.

Para las fachadas 1 y 3 se dividirán los inversores en dos grupos de dos inversores.

$$I_{\text{diferencial, min}} = I_{\text{cc, inv}} \times n^{\circ} \text{ inversores} = 8,66 \times 2 = 17,32 \text{ A}$$

Para este caso elegiremos un interruptor diferencial 3SL36 - Clase A.

El interruptor diferencial será el modelo 3SL36-2-25-300AC con una sensibilidad de 300mA y un poder de corte de 25 A.

Para la fachada 2 y 4 se protegerán los tres inversores con un mismo interruptor diferencial.

$$I_{\text{diferencial,min}} = I_{\text{cc,inv}} \times n^{\circ} \text{ inversores} = 8,66 \times 3 = 25,98 \text{ A}$$

Para este caso elegiremos la misma clase de interruptores diferenciales que para las otras fachadas (3SL36 - Clase A) pero diferente modelo.

El interruptor diferencial será el modelo 3SL36-2-40-300AC con una sensibilidad de 300mA y un poder de corte de 40 A.

Interruptor magnetotérmico general

Se colocará un interruptor magnetotérmico general para cada fachada con el objetivo de proteger contra cortocircuitos y sobreintensidades. Dividiremos su dimensionamiento en dos partes ya que dependiendo de la fachada en la que se instale deberá soportar una corriente u otra.

Para su dimensionamiento, al igual que en el anterior magnetotérmico se utilizarán las ecuaciones indicadas en la norma ITC-BT-22.

$$\text{Condición 1: } I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$\text{Condición 2: } I_2 \leq 1,45 \times I_z$$

Además según el RD1663/2000 habrá que tener en cuenta que la tensión de funcionamiento a la salida del inversor podría llegar a ser un 85% de la nominal.

En este caso al ser un interruptor magnetotérmico no hará falta comprobar la segunda condición ya que $I_2 = 1,45 \times I_z$ y por tanto siempre se cumpliría esta.

Fachadas 1 y 3: En estas fachadas el interruptor magnetotérmico deberá ser capaz de soportar la corriente de cuatro inversores.

$$I_b: \text{ Intensidad de funcionamiento del circuito} \rightarrow 8,66 \times 4 = 34,64 \text{ A}$$

$$I_z: \text{ Intensidad admisible por los conductores} \rightarrow 86 \text{ A}$$

$$I_z = 0,91 \times I_{\text{max,adm}} = 0,91 \times 86 = 78,26 \text{ A}$$

$$I_b \leq I_n \leq I_z \rightarrow 34,64 \leq I_n \leq 78,26 \rightarrow I_n = 40 \text{ A}$$

Para este caso utilizaremos un interruptor magnetotérmico DE LS63 C-2P-40, Magnetotermico C 40A, 2P, 2 mod, 10kA

Fachadas 2 y 4: En estas fachadas el interruptor magnetotérmico deberá ser capaz de soportar la corriente de tres inversores.

I_b : Intensidad de funcionamiento del circuito $\rightarrow 8,66 \times 3 = 25,98 \text{ A}$

I_z : Intensidad admisible por los conductores $\rightarrow 86 \text{ A}$

$$I_z = 0,91 \times I_{\max, \text{adm}} = 0,91 \times 86 = 78,26 \text{ A}$$

$$I_b \leq I_n \leq I_z \rightarrow 25,98 \leq I_n \leq 78,26 \rightarrow I_n = 32 \text{ A}$$

Para este caso utilizaremos un interruptor magnetotermico DE LS63 C-2P-32, Magnetotermico C 32A, 2P, 2 mod, 10kA

Interruptor seccionador manual general

La función de este interruptor será la desconexión de toda la instalación en caso de que el propietario lo considere oportuno ya sea por mantenimiento o reparación.

Para su dimensionamiento utilizaremos las ecuaciones indicadas en la norma ITC-BT-22.

$$\text{Condición 1: } I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$\text{Condición 2: } I_2 \leq 1,45 \times I_z$$

En este caso al ser un interruptor manual no hará falta comprobar la segunda condición ya que $I_2 = 1,45 \times I_z$ y por tanto siempre se cumpliría esta.

I_b : Intensidad de funcionamiento del circuito $\rightarrow 8,66 \times 14 = 121,24 \text{ A}$

I_z : Intensidad admisible por los conductores $\rightarrow 171 \text{ A}$

$$I_z = 0,91 \times I_{\max, \text{adm}} = 0,91 \times 171 = 155,61 \text{ A}$$

$$I_b \leq I_n \leq I_z, 121,24 \leq I_n \leq 155,61 \rightarrow I_n = 125 \text{ A}$$

Para este caso elegiremos un interruptor seccionado 125 A, 3 P, 230 x 140, Ne/Gr para candado

Armario de conexiones y protecciones

Esta serie de armarios se fabrican en chapa de 1 mm, con terminación en pintura en polvo con secado al horno en color blanco 9003 para la puerta y el marco y en chapa galvanizada de 1mm para el cuerpo.

El cuerpo incorpora pretroquelados en las cuatro caras para permitir la entrada y salida de cables. Además, cuenta con pestañas para fijar interiormente el armario a la pared.

La distancia entre el carril de automatismos y las tapas protectoras es genérica, de forma que permite ser compatible con cualquier marca de aparamenta del mercado.

Cuentan con capacidad de 2,3 y 4 filas de 16 polos cuando no lleva ICP y con capacidad de 2,3 y 4 filas de 12 polos cuando lleva ICP.



Modelos:

CODIGO	NºFILAS	NºPOLOS	MEDIDAS(Alto x Ancho x Fondo)
MU 2/32	2	32	440X365X90
MU 3/48	3	48	565X365X90
MU 4/64	4	64	690X365X90

Tabla 2: Tipos de armarios de conexiones

Se utilizara el modelo MU-4/64 de dimensiones 690x365x90 con 4 filas y 64 polos.

Tubos de protección

Para proteger los conductores se utilizarán dos tipos de canalizaciones dependiendo de la intensidad que estos vayan a conducir. Cada una de las canalizaciones deberá poder soportar la intensidad admisible calculada en el apartado 4, ya que es la intensidad máxima que podría darse en los conductores.

Para la instalación de corriente continua se utilizarán las canalizaciones KBB40ED2202 con las siguientes características:

Rango de producto-Canalis

Tipo de producto o componente-Longitud recta

Aplicación específica-Distribución de alimentación

Grado de protección-IP55

Corriente nominal-25 A o 40 A

Polaridad enlace-L1+N+PE

Norma-IEC 604392

Para la sección entre el inversor y la caja general de protección se utilizarán las canalizaciones KNA100ED4303 con las siguientes características:

Rango de producto-Canalis

Tipo de producto o componente-Longitud recta

Aplicación específica-Distribución de alimentación

Grado de protección-IP55

Corriente nominal-100 A

Polaridad enlace-3L+N+PN o 3L+PEN

Norma-IEC 604392

Analizador de Armónicos Multifunción

Características

- Medición de más de 50 parámetros de la red eléctrica
- Medición de armónicos hasta orden 31
- Medición verdadero valor eficaz RMS
- Pantalla gráfica con retro-iluminación
- Comunicación RS485 protocolo MODBUS
- Con salida de pulsos de energía, salida 2 alarmas, 4 entradas digitales
- Alta precisión (clase 0,5, excepto energía reactiva y frecuencia)



Contador de energía

Características

- Fijación en carril DIN
- Incluye tapas cubre bornes, precintables
- Salida pulso SO
- Medición verdadero valor eficaz (rms)
- LED indicador tensión individual / fase
- LED indicador salida pulso
- LED indicador consumo/conexión invertida



Vigilancia de la instalación

Otro de los sistemas más importantes de la instalación es el de vigilancia ya que se encargará de monitorizar la instalación con mediciones de tensión, intensidad, cos ϕ , potencia. Esto nos dará una idea muy detallada del estado de la instalación en todo momento.

5.4 Puesta a tierra

La puesta a tierra tiene el objetivo de limitar la tensión con respecto a tierra que pueda haber en las carcassas metálicas de los equipos que conforman la instalación. También reducirá los riesgos ante una avería en los equipos.

Estas tomas a tierra de los equipos deben instalarse asegurándose de que no interferirán en el funcionamiento de la puesta a tierra de la red de la distribuidora tal como se explica en el RD1663/2000. Con esto se evitará que se transfieran defectos a la red de distribución.

Para cumplir con estos requerimientos las masas de nuestros equipos se conectarán a una masa independiente de la del neutro de la red de distribución. Ésta será única para todos los elementos de la instalación ya sean carcassas o la propia estructura soporte, e irá conectada a la barra principal de tierra de la instalación.

En el conductor de puesta a tierra no se colocarán ni seccionadores ni interruptores de ningún tipo, simplemente se instalará un interruptor manual con la capacidad de medir la resistencia a tierra en cada punto de puesta a tierra. El conductor será de cobre y se conectará a tierra a través de varios electrodos también de cobre. Esta instalación deberá tener una resistencia a tierra que asegure que la tensión es inferior a la de paso y contacto, tanto en el funcionamiento normal como durante una falta en cualquier punto al que pudiera acceder una persona, ya sea desde el interior o el exterior. Además de esto deberá permitir el paso a tierra de las corrientes provocadas por defectos o descargas atmosféricas.

Según la norma ITC-BT-18 del REBT la instalación de puesta a tierra estará compuesta por los siguientes elementos.

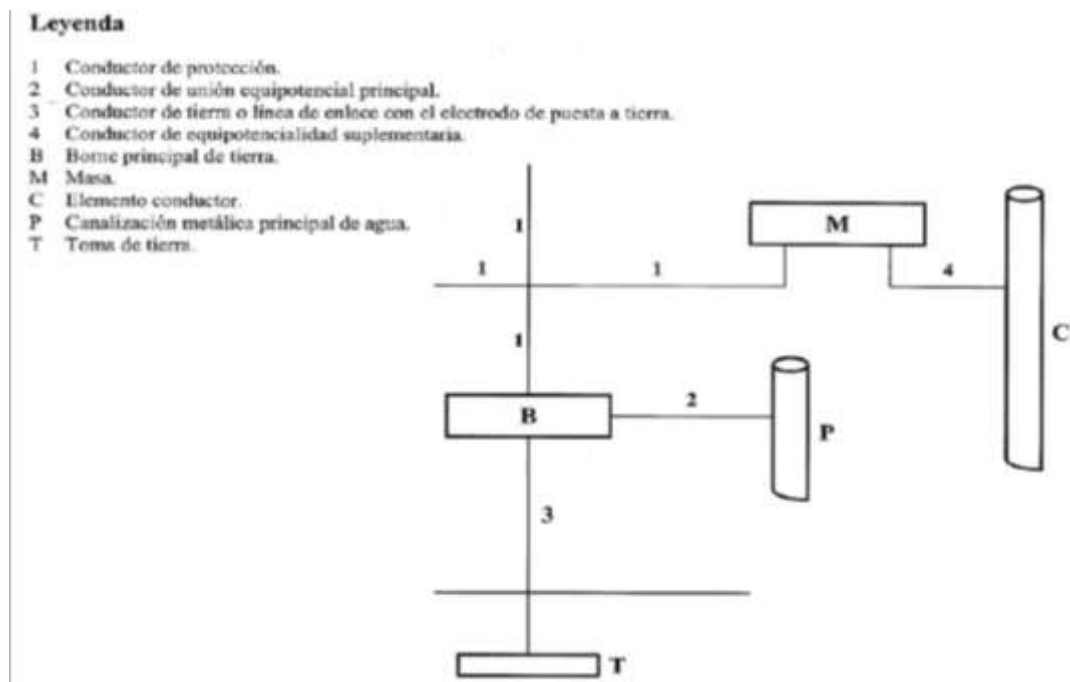


Fig 13: Esquema de puesta a tierra

Conductores de protección

Los conductores de protección sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación al conducto de tierra con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos. En otros casos podría ser que estos conductores se conectaran con el neutro o un relé de protección.

Para la elección de la sección de estos conductores utilizaremos la siguiente tabla.

Sección de los conductores de fase de la instalación $S \text{ (mm}^2\text{)}$	Sección mínima de los conductores de protección $S_p \text{ (mm}^2\text{)}$
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Tabla 3: Sección de los conductores de fase y protección

Para que estas secciones sean válidas los conductores de protección deberán ser del mismo material que los conductores activos, siendo en este caso de cobre.

En nuestra instalación los conductores de protección irán alojados en las canalizaciones utilizadas para los conductores activos.

-Cableado de corriente continua

Tramo1: Sección del conductor de protección entre los módulos y la caja de conexiones

La sección del conductor de fase es de $1,5 \text{ mm}^2$ por lo que al ser menor de 16mm^2 la sección del conductor de protección será de $1,5 \text{ mm}^2$.

Tramo 2: Sección del conductor de protección entre caja de conexiones e inversor

Las secciones de los conductores de fase van de $1,5$ a 6 mm^2 por lo que al ser menor de 16mm^2 la sección del conductor de protección será de de la misma sección que el conductor de fase.

-Cableado corriente alterna

Tramo 1: Sección de conductor de protección entre el inversor y la caja de agrupamiento.

La sección del conductor de fase es de $1,5 \text{ mm}^2$ por lo que al ser menor de 16mm^2 la sección del conductor de protección será de $1,5 \text{ mm}^2$.

Tramo 2: Sección del conductor de protección entre la caja de agrupamiento y la CGP

La sección del conductor de fase es de 70 mm^2 por lo que al ser mayor de 35mm^2 la sección del conductor de protección será de 50 mm^2 .

Tramo 3: Sección del conductor entre la caja de protección de alterna y el Centro de Transformación

La sección del conductor de fase es de 185 mm^2 por lo que al ser mayor de 35mm^2 la sección del conductor de protección será de 95 mm^2 .

Conductores de tierra

Estos son los conductores que unen el electrodo de la puesta a tierra de nuestra instalación con el borne principal de puesta a tierra.

Estos conductores tendrán la siguiente sección mínima:

TIPO	PROTEGIDO MECÁNICAMENTE	NO PROTEGIDO MECÁNICAMENTE
Protegido contra la corrosión	Según apartado 3.4 ITC-BT-18(REBT)	16mm ² cobre 16mm ² acero galvanizado
No protegido contra la corrosión	25mm ² cobre 50mm ² hierro	

Tabla 4: Tipos de conductores a tierra

En nuestro caso al ser un ambiente seco alejado de la costa no será necesaria protección contra la corrosión por lo que los conductores serán de cobre y su de 25mm².

Conductor de unión equipotencial

El conductor de unión equipotencial deberá tener una sección superior a la mitad de la sección del conductor de protección de sección mayor de la instalación, con un mínimo de 6 mm², pudiendo ser reducida a 2,5 mm² si es de cobre.

Resistencia máxima de puesta a tierra

Las tomas de puesta a tierra estarán formadas por barras, mallas y conductores que se encargarán de conducir las corrientes a tierra. Para ello estarán en contacto directo con la tierra. Estarán hechas de materiales específicos y enterradas a una determinada profundidad dependiendo de las características de la instalación a la que estén conectadas.

Para su dimensionamiento se determinará una resistencia máxima cuyo valor sea suficientemente bajo como para limitar la tensión de contacto de las masas por debajo de un valor especificado. En nuestro caso este valor será de 24 V. Para dimensionarla también habrá que tener en cuenta que nuestro circuito tendrá conectado un interruptor diferencial con una sensibilidad de 300 mA, por lo que la resistencia será de:

$$R_{\max} = \frac{U_{\text{contacto}}}{I_{\text{dif}}} = \frac{24}{300 \times 10^{-3}} = 80\Omega$$

Este valor será el máximo admisible que habrá que comprobar en el conductor de tierra, conductores de protección y conductores equipotenciales debido a que dependiendo de la conductividad del terreno, esta resistencia máxima podría ser diferente a la calculada anteriormente.

5.5 Otras protecciones

- Pararrayos: Es un elemento fundamental para cualquier instalación solar a la intemperie, ya que protege todos los elementos de la caída de rayos.
- Aislamiento galvánico: Separación de la instalación fotovoltaica y la red de distribución mediante transformador (UNE 60742), integrado en el inversor, en cumplimiento con la normativa vigente.
- Control de armónicos y compatibilidad electromagnética: Control de armónicos y compatibilidad electromagnética según lo dispuesto en el artículo 13 del Real Decreto 1663/2000 y RBT ITC-BT 40. De ello se encarga el propio inversor.
- Variaciones de tensión y frecuencia en la red: Todos los inversores realizan de forma automática, mediante un relé, la desconexión y conexión de la instalación en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red mediante un programa de software, adecuándose a los valores Real Decreto 1663/2000, no pudiendo ser modificados por el usuario.
- Mínima y máxima tensión: entre 0,85 y 1,1 veces la nominal. Con reconexión automática.
- Mínima y máxima frecuencia: entre 49 Hz y 51 Hz. Con reconexión automática.

5.6 Estructura

Para el montaje de la estructura de nuestra instalación hemos elegido el armazón producido por la empresa Sumsol. Es una empresa dedicada a estructuras para paneles fotovoltaicos tanto para instalaciones que requieren cierta inclinación como para instalaciones coplanarias que sean superpuestas a la fachada.

Para este caso no será necesaria la inclinación de los paneles y se optará por superponer la estructura a la fachada y colocarla sin ninguna inclinación paralela a esta.

La estructura elegida está fabricada con materiales adecuados como acero inoxidable, lo que permite su uso en exteriores. Además al ser un diseño modular no habrá límite en la superficie fotovoltaica y podrá alcanzarse cualquier dimensión dependiendo de la potencia instalada.

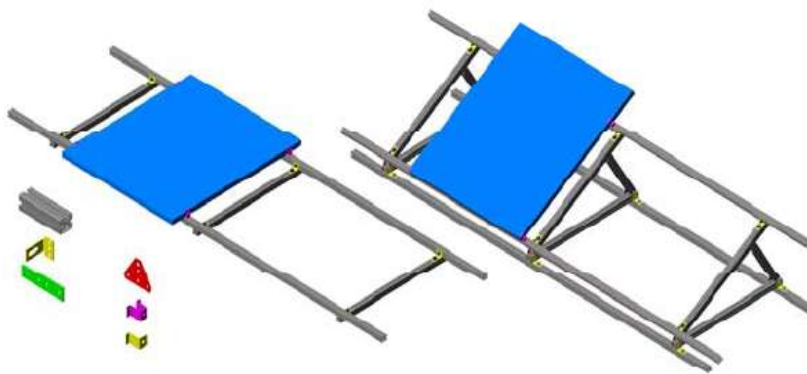


Fig 14: Estructura soporte

No será necesario comprar elementos de sujeción ya que los tornillos y los accesorios de unión vienen incluidos con el resto de la estructura.

6. Producción anual de energía

El cálculo de la producción de energía se realizará utilizando el programa PVSYST 5.0 para calcular la producción de energía.

En este tipo de proyectos es muy importante saber de antemano cuál va a ser la producción energética de la instalación ya que este será un dato que habrá que dar a la compañía eléctrica a la hora de pedir el punto de conexión de la instalación. También será un dato muy importante para el propietario de la instalación ya que a partir de este podrá decidir si el proyecto es rentable o no viendo el coste que le supondrá generar una determinada cantidad de energía al año. Este cálculo estimará la producción de energía mediante unos modelos matemáticos a partir de unos datos meteorológicos. En estos modelos matemáticos se tendrán en cuenta tanto las pérdidas debido a sombras o inclinación como las características de cada componente que conforma nuestra instalación.

6.1 Introducción PVSYST 5.0

Como herramienta de cálculo para el segundo metodo utilizaremos el programa Pvsyst 5.0, programa que fue desarrollado por el Centro de estudios de problemas energéticos de Génova.

Este programa es una herramienta para estudio, dimensionado y análisis de Instalaciones fotovoltaicas. Con este programa se pueden diseñar tanto instalaciones conectadas a red como aisladas. En nuestro caso lo utilizaremos

para diseñar una instalación solar fotovoltaica conectada a red de 79.800 kW de potencia. El programa posee una gran base de datos meteorológica de diferentes lugares del mundo de donde se obtendrán los datos de irradiancia y temperatura entre otros. Estos se tomarán del lugar más cercano al emplazamiento de nuestra instalación. Además posee una gran variedad de componentes fotovoltaicos y la opción de crear los tuyos propios introduciendo las características obtenidas en el catálogo del componente en la base de datos del programa.

Además el programa permite introducir la distancia entre módulos, las sombras que se proyectaran sobre los paneles, la inclinación y orientación de los módulos entre otros, lo que permitirá efectuar un cálculo bastante aproximado de las pérdidas de la instalación.

En nuestro caso la inclinación de los paneles será de 90° al estar colocados en una pared vertical y la orientación dependerá de la pared a analizar ya que nuestra fachada está dividida en 4 paredes diferentes con orientación diferente. Debido a esto habrá que realizar el dimensionamiento de cada una de ellas por separado introduciendo en cada orientación sus correspondientes características de sombras y número de paneles.

El programa da la opción de realizar el diseño de la instalación a dos niveles diferentes. El primero al que se le llama diseño preliminar es un estudio poco detallado con el objetivo de determinar la viabilidad del proyecto propuesto. En esta parte no se piden datos específicos de la instalación sino que únicamente son necesarios datos meteorológicos, de potencia y algunas características del sistema fotovoltaico.

Después de realizar este rápido análisis y comprobar que el proyecto parece rentable pasaríamos a segundo nivel de diseño de la instalación donde serán necesarios todos los datos posibles tanto de la instalación como de los factores externos que influirán en la producción final de energía. En este nivel de análisis los resultados obtenidos serán mucho más detallados dando información concreta de producción, pérdidas, costes o cualquier variable relacionada con éstas.

El último apartado al que tenemos acceso es el de las herramientas donde podremos consultar las bases de datos y realizar cambios en algunas opciones que vienen predeterminadas por defecto.

6.2 Estudio de pérdidas

Las pérdidas más comunes son generadas por factores como sombras, una orientación no óptima o una inclinación inapropiada. La mayoría de estas variables se analizan de manera automática en el programa PVSYST, pero algunos tipos de sombras habrá que calcularlos manualmente e introducir los datos en el programa para realizar el cálculo final. En este apartado analizaremos cada uno los tipos de pérdidas y daremos una pequeña explicación de cómo influyen en el resultado final.

Pérdidas por orientación e inclinación

Al tratarse de una instalación de paneles fijos, la radiación que incidirá en los paneles será menor que si los rayos incidieran verticalmente sobre los paneles en todo momento. En nuestro caso al tratarse de una estructura fija sobre la fachada, también será imposible variar la inclinación de los paneles para tratar de conseguir un aprovechamiento más óptimo de la radiación.

Para analizar las pérdidas por orientación e inclinación debe conocerse la localización de la instalación, ya que los parámetros óptimos dependerán del lugar donde vaya a realizarse la instalación. En nuestro caso al ser Madrid el lugar elegido, la orientación óptima según el CTE será 10° grados menos que su latitud. Al ser la latitud de 41° grados, la orientación óptima será de 31°. La orientación óptima al ser España un país del hemisferio norte será orientación sur, lo que equivale a un azimut igual a 0.

Pérdidas por sombreado

Como ya comentamos anteriormente las sombras proyectadas sobre los paneles, pueden provocar una tensión inversa en ellas transformándolas de generador a consumidor de potencia. Esto provocará un calentamiento en el panel indeseado, que podría llegar a inutilizarla si no se toman medidas a tiempo. Este efecto se denomina punto caliente e irá a peor según sea la radiación más alta sobre el resto de paneles que no están a la sombra.

El procedimiento de cálculo de las pérdidas por sombras consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio, con el diagrama de trayectorias del Sol.

Además de las pérdidas analizadas anteriormente hay otro tipo de factores que también afectarán a nuestra instalación y aunque no tengan tanta repercusión en el resultado final como las sombras o la orientación, también habrá que tenerlas muy en cuenta. Para dar valor a todas las pérdidas se utiliza el ratio de producción y engloba pérdidas de varios tipos: pérdidas por temperatura, pérdidas de conexionado, pérdida por calidad de los módulos, pérdidas por polvo y suciedad, pérdidas en el cableado, pérdidas angulares y espectrales, pérdidas del inversor, pérdidas por sombreado y pérdidas por orientación e inclinación.

Pérdidas por temperatura

Una temperatura alta influirá negativamente en la generación de energía. Ese efecto suele cuantificarse como un 4% de pérdidas por cada 10°C de incremento del panel, respecto a la temperatura ambiente (25°C). Teniendo en cuenta que los módulos pueden llegar a alcanzar unas temperaturas de 70°C, estas pérdidas pueden llegar a ser muy altas. No solo la irradiación incidente en el panel tiene un efecto sobre la temperatura, sino que la ventilación de éstos, también tiene un efecto importante. Todo esto implica que los generadores serán más efectivos en lugares fríos. Para calcular la temperatura de operación de los paneles utilizaremos la temperatura ambiente máxima media de cada mes y la radiación media mensual al mediodía.

Pérdidas en el cableado

Estas pérdidas no podrán sobrepasar el 1,5% para la parte de continua y un 2% para la parte de alterna tal como dice el REBT. Principalmente son debidas al efecto Joule. Dependerán de la longitud y sección del cable.

Pérdidas por polvo y suciedad

Si se deposita polvo o suciedad en los paneles, la producción de energía se reducirá. Para evitar esto habrá que realizar mantenimiento y limpieza periódicamente, ya que si no se hace así, estas pérdidas podrían llegar a suponer un 15%. Este valor también dependerá de la inclinación, lo que en nuestro caso al ser una instalación vertical, evitará las pérdidas por este efecto. En instalaciones con una inclinación menor habrá que tener más cuidado con ello.

Rendimiento del inversor

El rendimiento del inversor suele estar comprendido entre el 95% y 98% ya que la conversión de energía no es perfecta. Además de esto el inversor también tendrá un consumo en las horas en que no se esté utilizando, como por la noche. A estos consumos de los aparatos eléctricos se les llama autoconsumos.

Pérdidas del conexionado

Estas pérdidas son provocadas al conectar en serie módulos con características y potencias ligeramente diferentes, provocando que la corriente que se transporte, sea la del módulo con menos capacidad, haciendo que el resto no se exploten de manera óptima. Para limitar los efectos al máximo se intentarán instalar módulos de características semejantes en cada agrupación.

Pérdidas angulares y espectrales

Los módulos son ensayados en unas condiciones de temperatura de 25 °C y con una irradiancia de 1000W/m². Normalmente no se darán estas características, ni incidirán los rayos con un ángulo igual a 0 por lo que la producción será menos a la de los ensayos. Estos ensayos también están basados en unas características espectrales que variarán a lo largo del día y el año, no siendo igual la corriente generada por una radiación específica con una longitud de onda determinada que con otra.

Pérdidas por la calidad de los módulos

Debido a que los procesos de fabricación no son perfectos los módulos construidos no serán idénticos y podrán diferir en algunas características de las especificadas en el catálogo por el fabricante. Estas pérdidas no serán muy grandes, ya que las diferencias en la potencia de cada módulo deben estar enmarcadas en unas tolerancias dispuestas por el fabricante.

El programa está diseñado para calcular las pérdidas por sombras debidas a elementos exteriores a la instalación, o en el caso de una instalación en un tejado, las sombras que los propios módulos podrían proyectar al estar éstos inclinados. En nuestro caso las únicas sombras que tendremos que tener en cuenta serán las proyectadas por las propias fachadas, al no tener éstas una

única orientación. Esto provocará que dependiendo de la hora y por tanto de la posición del sol alguna de las fachadas proyecte sombra parcial o total sobre otra. Al ser esto un caso excepcional, el programa no contempla ninguna opción para introducir las distintas orientaciones de las fachadas, sino que supone una orientación común a todas ellas.

Lo que sí nos permite el programa en uno de sus apartados, es definir las sombras proyectadas por cualquier objeto externo, proporcionando un mapa de la trayectoria del sol en función de su inclinación, azimut, época del año y hora. Con esta herramienta podremos introducir los datos de las sombras de las fachadas calculadas manualmente, para que se tengan en cuenta en la simulación final.

Para determinar estos perfiles, se ha analizado en qué horas del día las fachadas proyectaban sombras sobre la instalación y cómo evolucionaban éstas con el paso del tiempo.

6.3 Diseño del proyecto

Antes de comenzar con el diseño de la instalación hemos determinado los datos de irradiancia y temperatura a partir de la base de datos meteorológicos de PVSYST eligiendo Madrid como lugar de instalación del sistema fotovoltaico.

Descripción Madrid, Síntesis datos por hora

País / Región Madrid **Lugar** Spain

☐ Prefijo país **Archivo a crear** Madrid_SYN.MET **Modificar**

	Global [kWh/m².día]	Difuso [kWh/m².día]	Temp. [°C]
Enero	2.13		5.5
Febrero	2.66		7.0
Marzo	4.55		9.3
Abril	5.10		11.6
Mayo	6.58		15.5
Junio	7.43		20.4
Julio	7.42		24.3
Agosto	6.48		23.8
Septiembre	5.00		20.3
Octubre	3.39		14.5
Noviembre	2.13		8.9
Diciembre	1.58		5.9
Año	4.54		13.9

Unidades de insolación

- ☒ kWh/m².día
- ☐ kWh/m².mes
- ☐ MJ/m².día
- ☐ MJ/m².mes
- ☐ W/m²
- ☐ Índice de claridad K

Hora

- ☐ Hora Solar
- ☒ Hora Legal

Opciones de la generación

- ☒ **Renormalización mensual**
- ☐ **Utilizar Difuso Mensual**
- Tipología región (para T°):** Mezeta Suiza, rural, niebla importante

Ejecutar Generación **Cerrar**

Fig 15: Radiación y temperatura en Madrid

Estos datos han sido contrastados con los obtenidos en la página de la European Commission mediante la aplicación PVGIS de Solarec siendo casi nula la diferencia entre ellos.

Tomaremos un coeficiente de albedo de 0,2 para las cuatro fachadas tal como viene predefinido en el programa.

A continuación explicaremos el diseño de cada una de las cuatro fachadas por separado definiendo las distintas características de cada una en cada apartado.

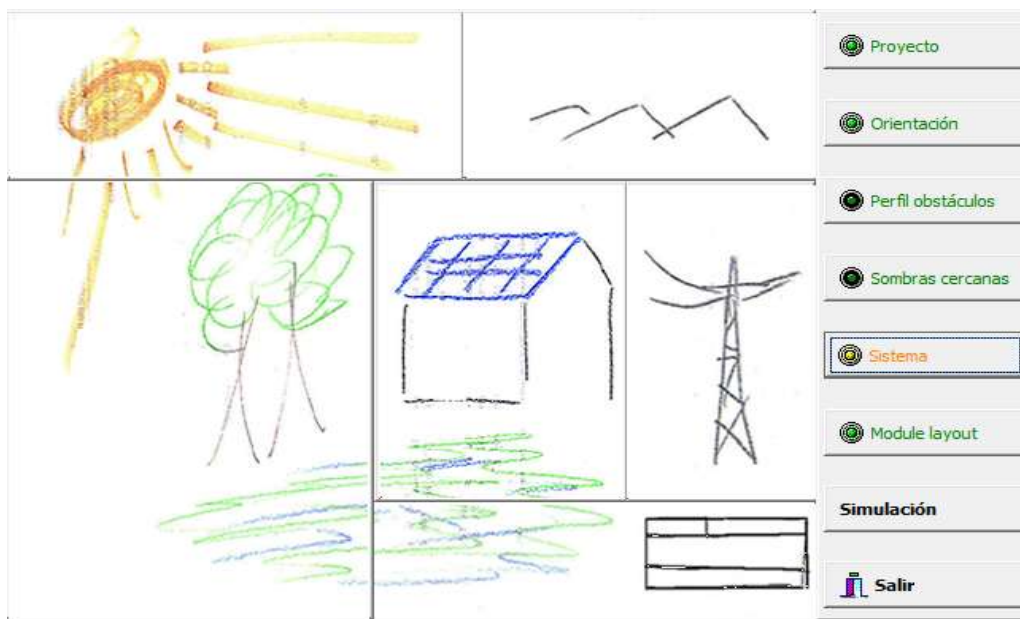


Fig 16: Programa PVSYST

Para las cuatro fachadas elegiremos la opción de plano inclinado fijo.

6.3.1 Fachada 1

Orientación

Esta fachada tiene una inclinación de 90° y una orientación de $29,6^\circ$ este por lo que colocaremos -30° en la casilla de acimut. La optimización se realizará con respecto a la producción anual.

Perfil obstáculos

Para definir las sombras proyectadas sobre las fachadas hemos realizado un estudio manual ya que el programa no tiene en cuenta las sombras producidas por las propias fachadas al no tener estas una misma orientación. Esto significa que no todas las fachadas tienen un ángulo de obertura al sol de 180° grados sino que en algunos casos una de las fachadas generará una sombra sobre otra al comienzo o final del día.

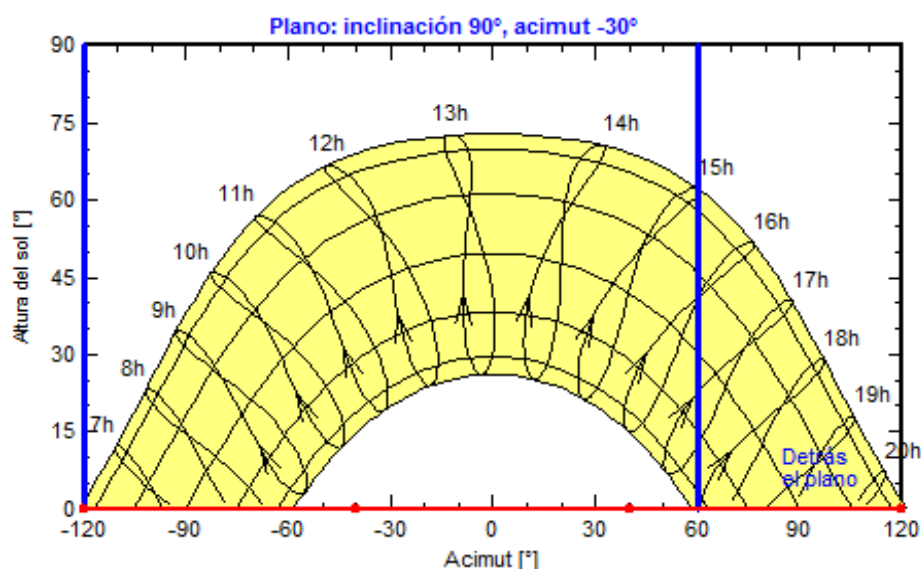


Fig 17: Perfil de sombras fachada 1

Sombras cercanas

A parte de las sombras generadas por las propias fachadas no habrá ningún otro elemento que proyecte alguna sombra sobre nuestra instalación.

Configuración del sistema

En este apartado elegimos el inversor y el tipo de módulo a instalar. En nuestro caso hemos escogido un módulo de 150Wp 16v GG40P6L del

fabricante Siliken y un inversor de 6.0kW 150-600V 50Hz del fabricante SUNWAYS y hemos confirmado que los parámetros eléctricos están dentro de los límites de nuestros componentes. En este caso la fachada constará de 4 inversores lo que supone un total de 8 cadenas o ramales.

Module layout o posicionamiento de los módulos

Ajustamos los 8 ramales en vertical a las dimensiones de la fachada y determinamos qué módulos corresponden a cada uno de ellos.

Resultados

Al realizar la simulación de la fachada 1 se obtiene un informe con todos los resultados referentes a la instalación. En esta primera pantalla podemos ver los resultados principales de la simulación.

Resultados principales:

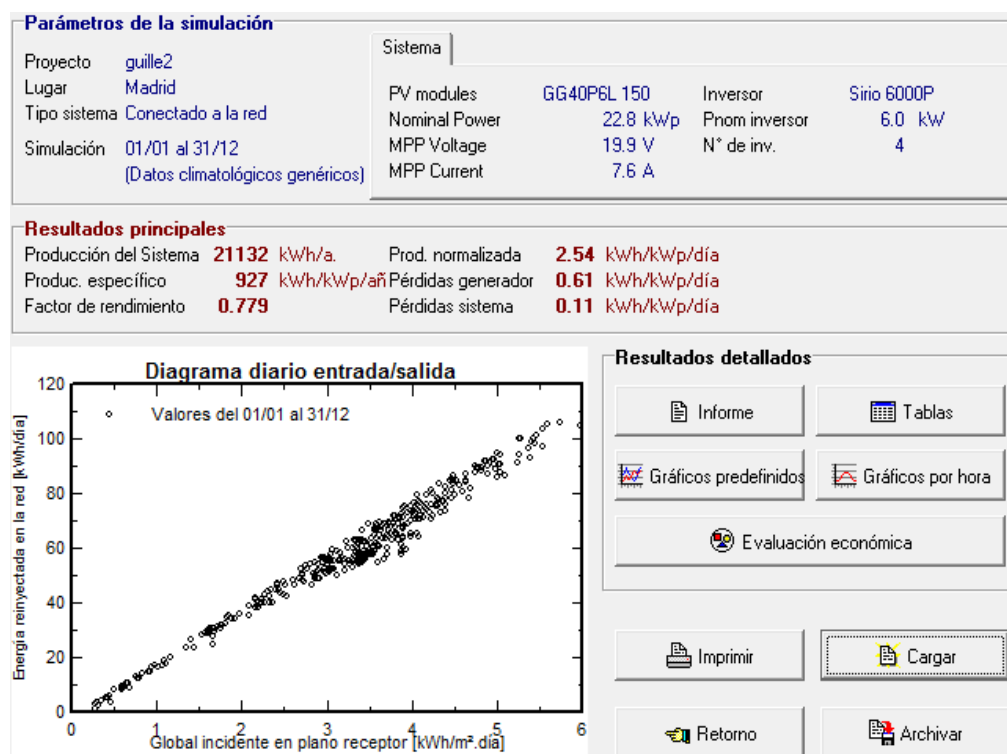


Fig 18: Resultados finales fachada 1

También merece la pena destacar algunos resultados más detallados de la instalación como el desglose de pérdidas de la instalación.

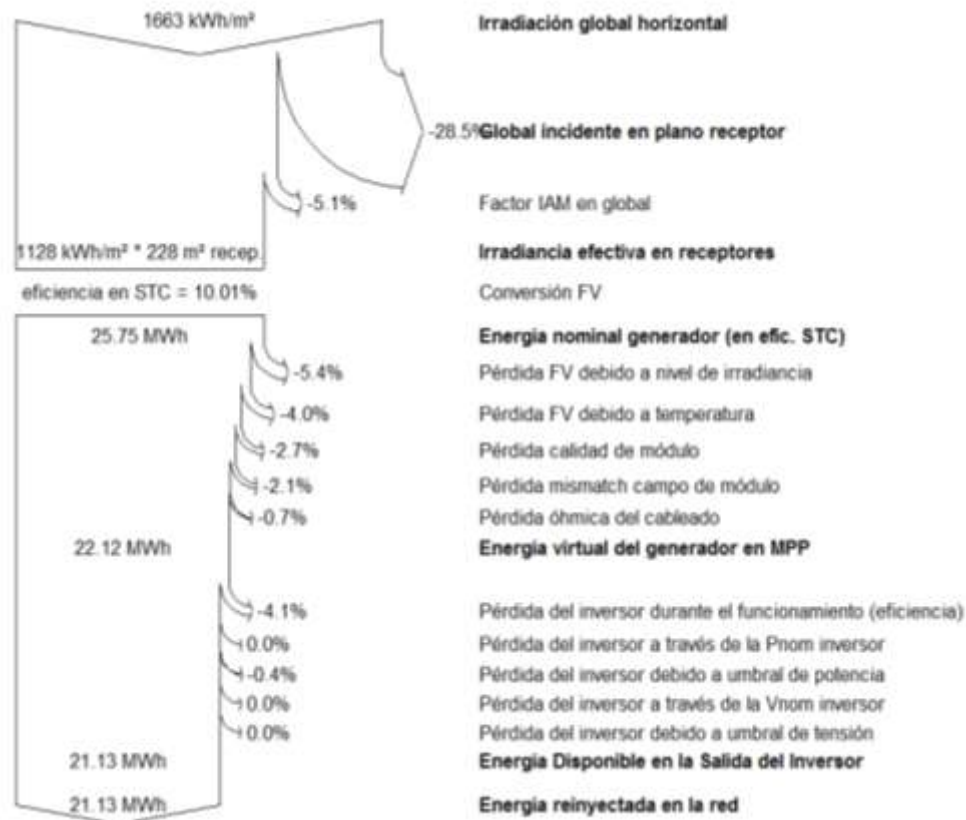


Fig 19: Pérdidas finales fachada 1

Por último aquí podemos ver una tabla algunos de resultados de la simulación repartidos mensualmente.

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	66.0	5.50	89.2	86.0	1759	1694	8.65	8.33
Febrero	77.1	7.00	86.6	83.6	1673	1611	8.48	8.16
Marzo	141.1	9.30	124.9	119.6	2401	2319	8.43	8.15
Abril	153.0	11.60	98.0	92.8	1853	1776	8.29	7.95
Mayo	204.0	15.50	101.1	94.3	1842	1753	7.99	7.60
Junio	222.9	20.40	96.5	88.3	1687	1600	7.66	7.27
Julio	230.0	24.30	103.7	95.7	1784	1693	7.55	7.16
Agosto	200.9	23.80	114.5	107.5	2019	1933	7.73	7.40
Septiembre	150.0	20.30	116.6	111.3	2114	2033	7.95	7.65
Octubre	105.1	14.50	107.7	103.7	2018	1944	8.21	7.91
Noviembre	63.9	8.90	80.6	77.8	1542	1481	8.39	8.06
Diciembre	49.0	5.90	69.8	67.7	1354	1296	8.50	8.14
Año	1663.0	13.96	1189.2	1128.2	22044	21132	8.13	7.79

Fig 20: Resultados generales mensuales fachada

6.3.2 Fachada 2

Orientación

Esta fachada tiene una inclinación de 90° y una orientación de $24,6^\circ$ oeste por lo que colocaremos 25° en la casilla de acimut. La optimización se realizará con respecto a la producción anual.

Perfil obstáculos

Para definir las sombras proyectadas sobre las fachadas hemos realizado un estudio manual ya que el programa no tiene en cuenta las sombras producidas por las propias fachadas al no tener estas una misma orientación. Esto significa que no todas las fachadas tienen un ángulo de obertura al sol de 180° grados sino que en algunos casos una de las fachadas generará una sombra sobre otra al comienzo o final del día.

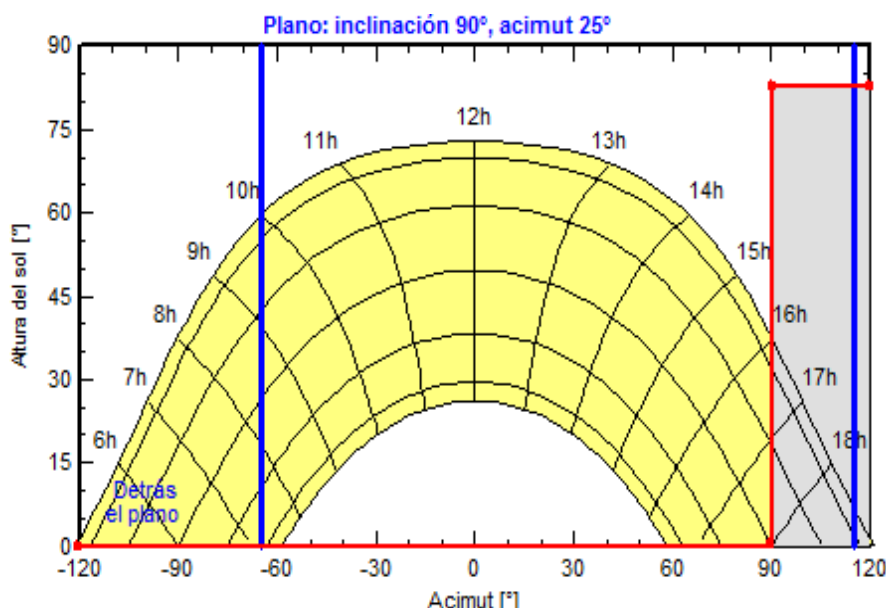


Fig 21: Perfil de sombras fachada 2

Sombras cercanas

A parte de las sombras generadas por las propias fachadas no habrá ningún otro elemento que proyecte alguna sombra sobre nuestra instalación.

Configuración del sistema

En este apartado elegimos el inversor y el tipo de modulo a instalar. En nuestro caso hemos escogido un modulo de 150Wp 16v GG40P6L del fabricante Siliken y un inversor de 6.0kW 150-600V 50Hz del fabricante

SUNWAYS y hemos confirmado que los parámetros eléctricos están dentro de los límites de nuestros componentes. En este caso la fachada constará de 3 inversores lo que supone un total de 6 cadenas o ramales.

Module layout o posicionamiento de los módulos

Ajustamos los 6 ramales en vertical a las dimensiones de la fachada y determinamos qué módulos corresponden a cada uno de ellos.

Resultados

Al realizar la simulación de la fachada 2 se obtiene un informe con todos los resultados referentes a la instalación. En esta primera pantalla podemos ver los resultados principales de la simulación.

Resultados principales:

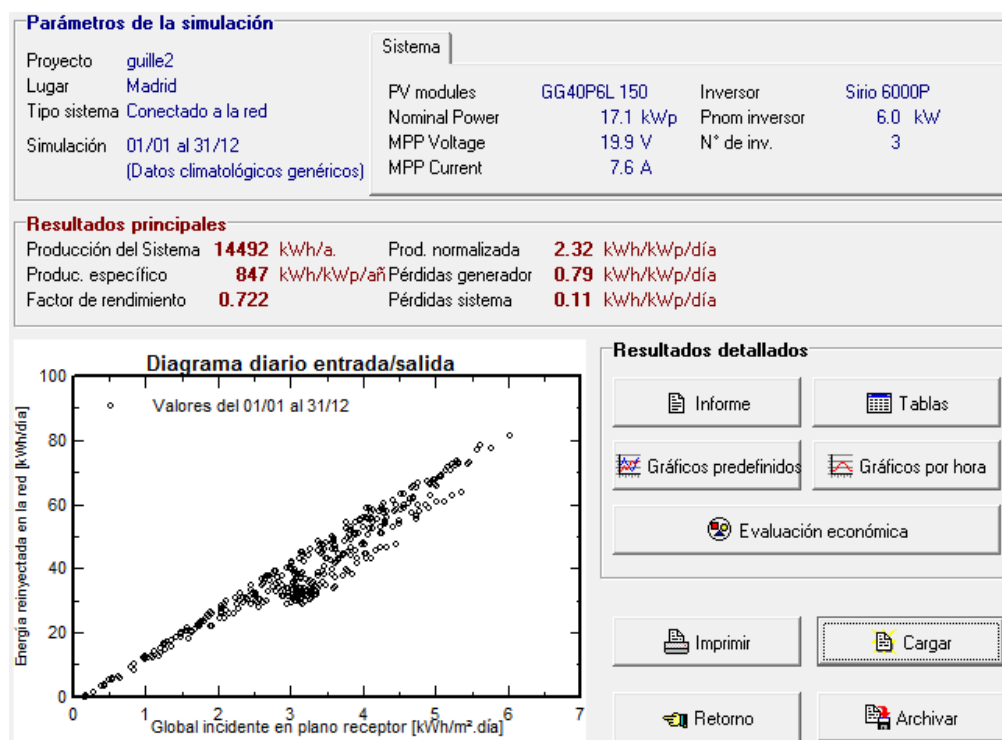


Fig 22: Resultados finales fachada 2

También merece la pena destacar algunos resultados más detallados de la instalación como el desglose de pérdidas de la instalación.

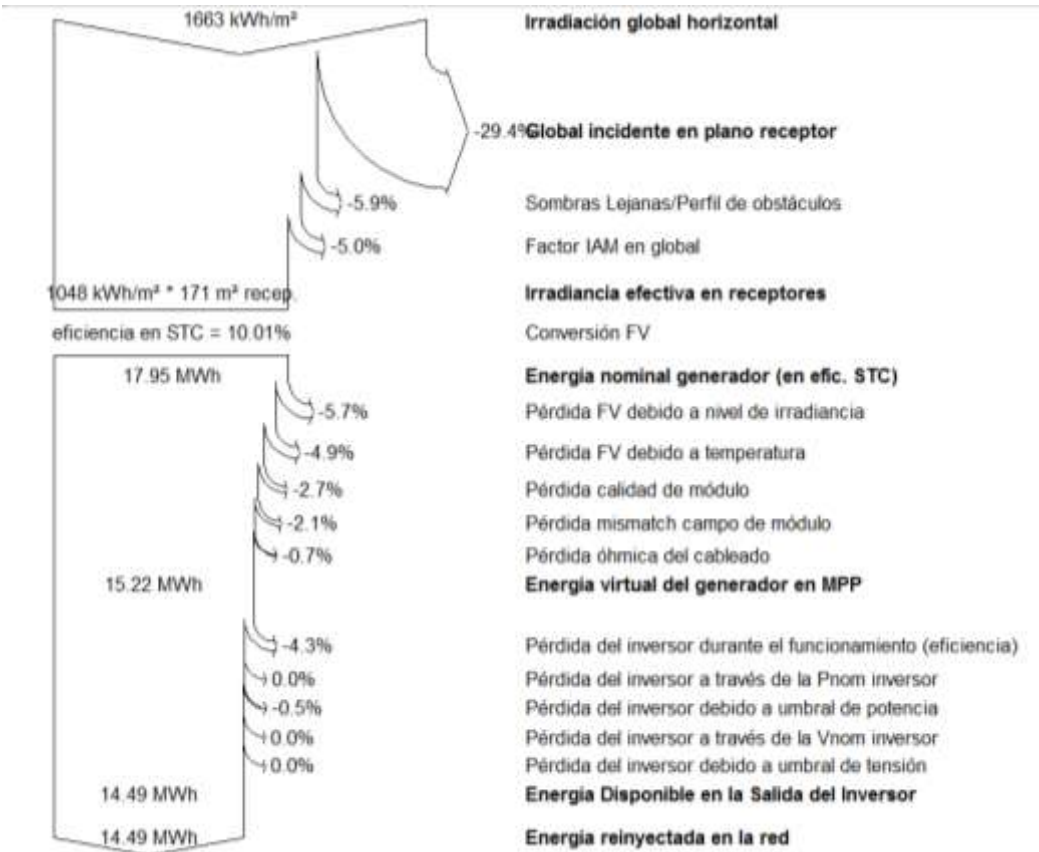


Fig 23: Pérdidas finales fachada 2

Por último aquí podemos ver una tabla algunos de resultados de la simulación repartidos mensualmente.

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	%	%
Enero	66.0	5.50	98.1	93.0	1410	1360	8.41	8.11
Febrero	77.1	7.00	84.7	79.4	1183	1138	8.17	7.86
Marzo	141.0	9.30	124.2	115.9	1722	1662	8.11	7.83
Abril	153.0	11.60	94.6	83.5	1220	1163	7.54	7.19
Mayo	204.0	15.50	96.7	79.6	1141	1078	6.91	6.52
Junio	222.9	20.40	89.3	70.9	984	924	6.44	6.05
Julio	230.0	24.30	98.0	78.2	1062	999	6.34	5.96
Agosto	200.9	23.80	110.7	95.4	1310	1247	6.92	6.59
Septiembre	150.0	20.30	116.7	107.3	1496	1437	7.49	7.20
Octubre	105.1	14.50	109.5	102.7	1491	1436	7.96	7.67
Noviembre	63.9	8.90	86.2	81.5	1210	1166	8.21	7.91
Diciembre	49.0	5.90	64.7	61.0	923	883	8.34	7.98
Año	1663.0	13.96	1173.4	1048.4	15151	14492	7.55	7.22

Fig 24: Resultados generales mensuales fachada 2

6.3.3 Fachada 3

Orientación

Esta fachada tiene una inclinación de 90° y una orientación de 0° . La optimización se realizará con respecto a la producción anual.

Perfil obstáculos

Para definir las sombras proyectadas sobre las fachadas hemos realizado un estudio manual ya que el programa no tiene en cuenta las sombras producidas por las propias fachadas al no tener estas una misma orientación. Esto significa que no todas las fachadas tienen un ángulo de obertura al sol de 180° grados sino que en algunos casos una de las fachadas generará una sombra sobre otra al comienzo o final del día.

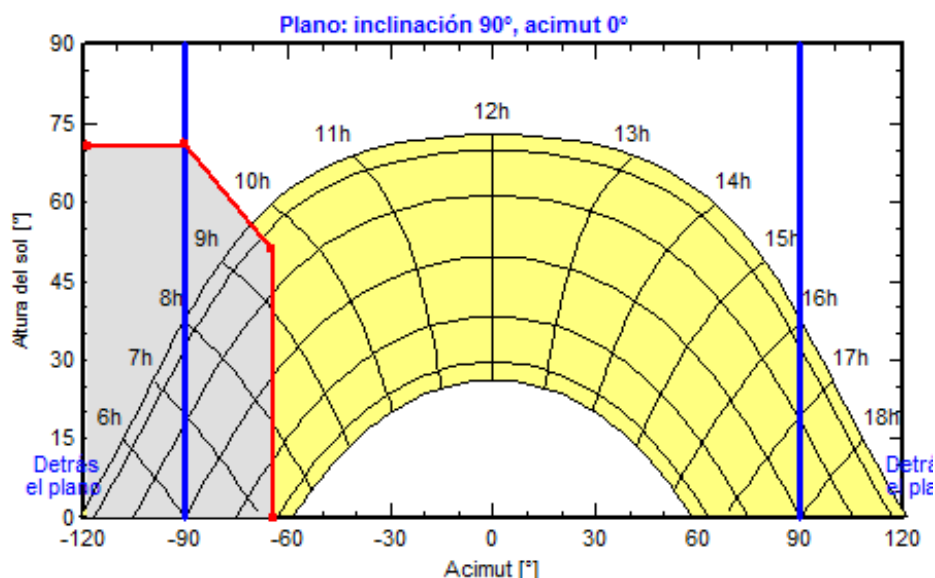


Fig 25: Perfil de sombras fachada 3

Sombras cercanas

A parte de las sombras generadas por las propias fachadas no habrá ningún otro elemento que proyecte alguna sombra sobre nuestra instalación.

Configuración del sistema

En este apartado elegimos el inversor y el tipo de módulo a instalar. En nuestro caso hemos escogido un módulo de 150Wp 16v GG40P6L del fabricante Siliken y un inversor de 6.0kW 150-600V 50Hz del fabricante SUNWAYS y hemos confirmado que los parámetros eléctricos están dentro

de los límites de nuestros componentes. En este caso la fachada constará de 4 inversores lo que supone un total de 8 cadenas o ramales.

Module layout o posicionamiento de los módulos

Ajustamos los 8 ramales en vertical a las dimensiones de la fachada y determinamos qué módulos corresponden a cada uno de ellos.

Resultados

Al realizar la simulación de la fachada 3 se obtiene un informe con todos los resultados referentes a la instalación. En esta primera pantalla podemos ver los resultados principales de la simulación.

Resultados principales:

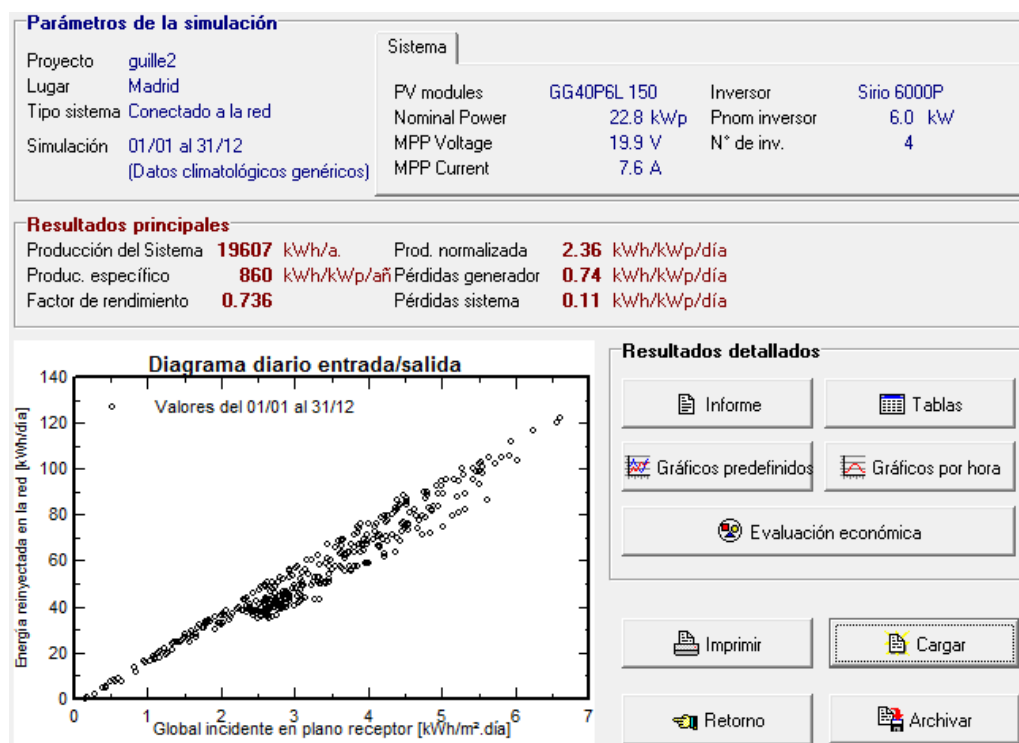


Fig 26: Resultados finales fachada 3

También merece la pena destacar algunos resultados más detallados de la instalación como el desglose de pérdidas de la instalación.

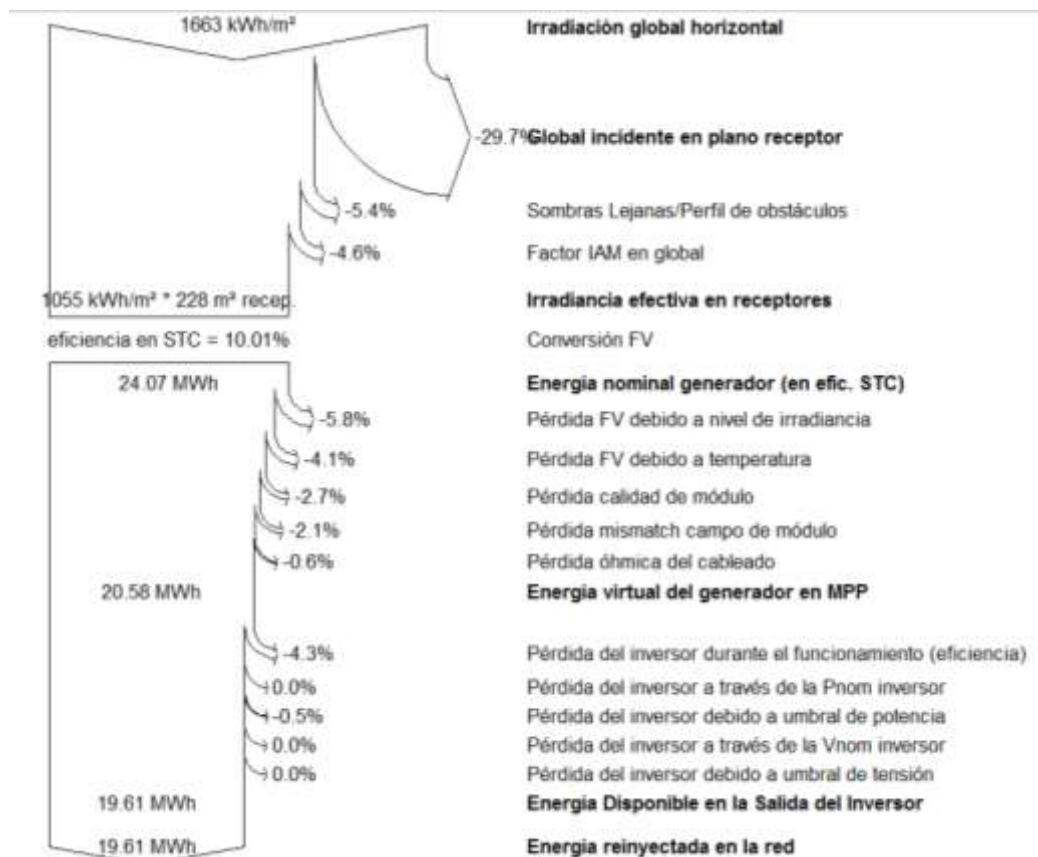


Fig 27: Pérdidas finales fachada 3

Por último aquí podemos ver una tabla algunos de resultados de la simulación repartidos mensualmente.

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	%	%
Enero	66.0	5.50	105.6	101.3	2056	1989	8.54	8.26
Febrero	77.1	7.00	90.5	84.7	1694	1632	8.21	7.91
Marzo	141.0	9.30	129.7	116.3	2321	2242	7.85	7.58
Abril	153.0	11.60	91.7	81.0	1589	1514	7.60	7.24
Mayo	204.0	15.50	87.1	75.6	1451	1369	7.31	6.90
Junio	222.9	20.40	76.7	65.1	1210	1130	6.92	6.46
Julio	230.0	24.30	86.0	72.9	1328	1243	6.77	6.34
Agosto	200.9	23.80	104.1	89.6	1650	1569	6.95	6.61
Septiembre	150.0	20.30	117.9	104.3	1953	1877	7.26	6.98
Octubre	105.1	14.50	115.1	106.5	2076	2003	7.91	7.63
Noviembre	63.9	8.90	93.6	89.7	1789	1727	8.38	8.09
Diciembre	49.0	5.90	70.8	67.7	1370	1313	8.48	8.13
Año	1663.0	13.96	1168.8	1054.9	20487	19607	7.69	7.36

Fig 28: Resultados generales mensuales fachada 3

6.3.4 Fachada 4

Orientación

Esta fachada tiene una inclinación de 90° y una orientación de 51° oeste por lo que colocaremos 51° en la casilla de acimut. La optimización se realizará con respecto a la producción anual.

Perfil obstáculos

Para definir las sombras proyectadas sobre las fachadas hemos realizado un estudio manual ya que el programa no tiene en cuenta las sombras producidas por las propias fachadas al no tener estas una misma orientación. Esto significa que no todas las fachadas tienen un ángulo de obertura al sol de 180° grados sino que en algunos casos una de las fachadas generará una sombra sobre otra al comienzo o final del día.

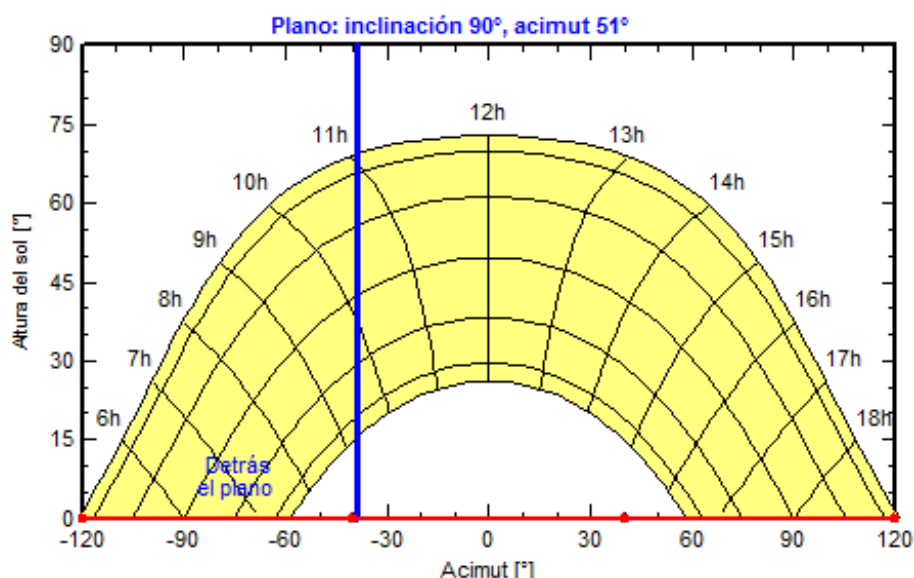


Fig 29: Perfil de sombras fachada 4

Sombras cercanas

A parte de las sombras generadas por las propias fachadas no habrá ningún otro elemento que proyecte alguna sombra sobre nuestra instalación.

Configuración del sistema

En este apartado elegimos el inversor y el tipo de módulo a instalar. En nuestro caso hemos escogido un módulo de 150Wp 16v GG40P6L del fabricante Siliken y un inversor de 6.0kW 150-600V 50Hz del fabricante

SUNWAYS y hemos confirmado que los parámetros eléctricos están dentro de los límites de nuestros componentes. En este caso la fachada constará de 3 inversores lo que supone un total de 6 cadenas o ramales.

Module layout o posicionamiento de los módulos

Ajustamos los 6 ramales en vertical a las dimensiones de la fachada y determinamos qué módulos corresponden a cada uno de ellos.

Resultados

Al realizar la simulación de la fachada 4 se obtiene un informe con todos los resultados referentes a la instalación. En esta primera pantalla podemos ver los resultados principales de la simulación.

Resultados principales:

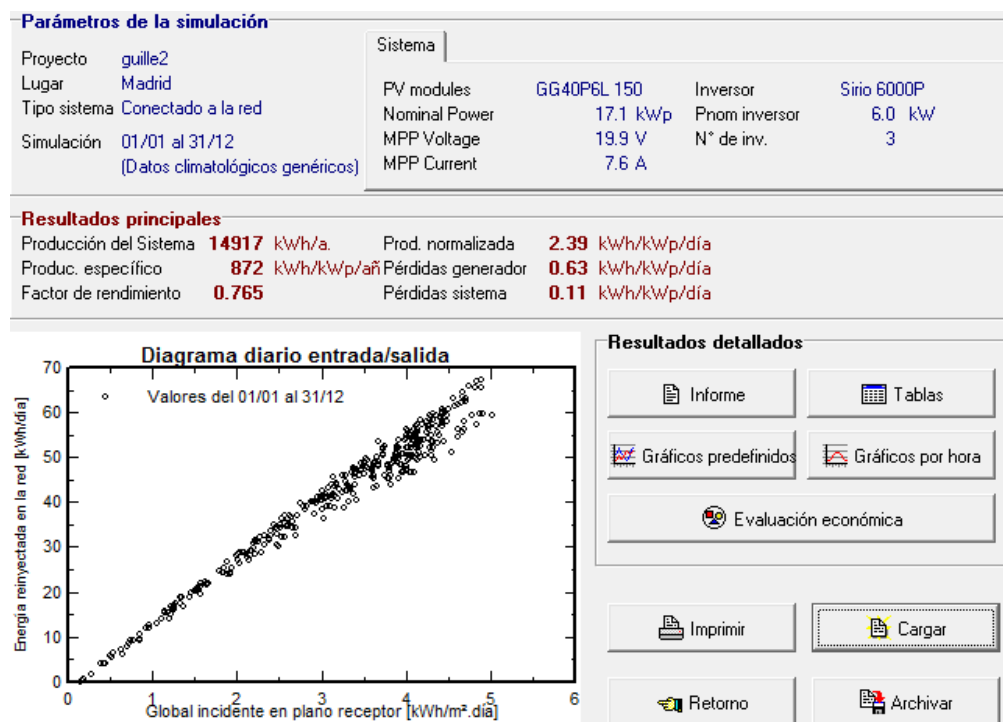


Fig 30: Resultados finales fachada 4

También merece la pena destacar algunos resultados más detallados de la instalación como el desglose de pérdidas de la instalación.

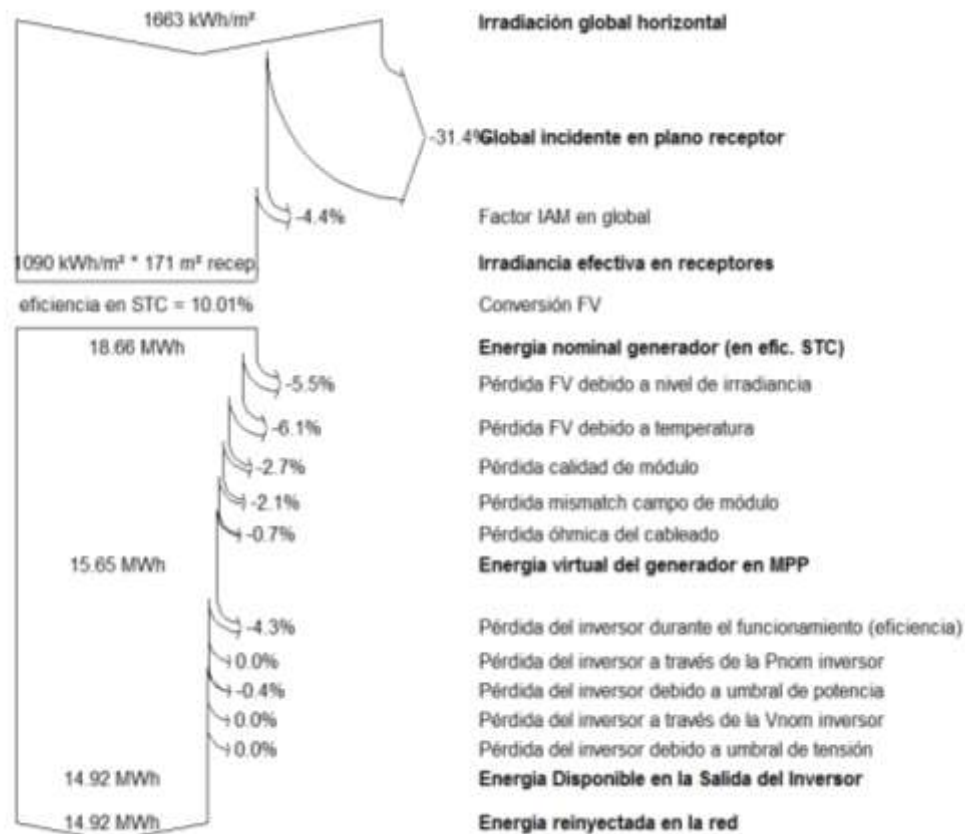


Fig 31: Perdidas finales fachada 4

Por último aquí podemos ver una tabla algunos de resultados de la simulación repartidos mensualmente.

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	%	%
Enero	66.0	5.50	77.9	75.2	1134	1086	8.51	8.15
Febrero	77.1	7.00	72.5	69.6	1030	986	8.31	7.95
Marzo	141.0	9.30	113.1	108.8	1604	1544	8.30	7.98
Abril	153.0	11.60	97.0	92.8	1355	1294	8.17	7.80
Mayo	204.0	15.50	109.9	104.1	1491	1426	7.93	7.59
Junio	222.9	20.40	108.3	102.1	1418	1354	7.66	7.31
Julio	230.0	24.30	115.1	108.6	1475	1408	7.49	7.15
Agosto	200.9	23.80	118.4	112.8	1543	1477	7.62	7.29
Septiembre	150.0	20.30	111.8	107.4	1484	1424	7.76	7.45
Octubre	105.1	14.50	96.1	92.6	1334	1280	8.12	7.79
Noviembre	63.9	8.90	69.7	67.3	993	951	8.34	7.98
Diciembre	49.0	5.90	50.5	48.5	730	689	8.44	7.98
Año	1663.0	13.96	1140.3	1089.9	15591	14917	8.00	7.65

Fig 32: Resultados generales mensuales fachada 4

	Producción del sistema	Factor de rendimiento
Fachada 1	21.132 kWh/a	0.779
Fachada 2	14.492 Kwh/a	0,722
Fachada 3	19.607 kWh/a	0,736
Fachada 4	14.917 kWh/a	0,765

Tabla 5: Comparativa fachadas

7. Estudio económico

Este tipo de análisis es fundamental en las instalaciones fotovoltaicas para poder determinar si es conveniente acometer el proyecto o no. Con este estudio se pretende estimar la conveniencia de realizar la inversión y predecir de la manera más exacta los beneficios que se obtendrán a lo largo de la vida útil del proyecto. Con ello podremos conocer el beneficio anual que produce la instalación, estudiaremos la inversión inicial necesaria, los gastos generados al tenerla en funcionamiento, el mantenimiento necesario y obtendremos los datos necesarios para poder evaluar la viabilidad de la inversión.

En este estudio se realizarán para los 25 años de vida supuestos para la instalación y nos apoyaremos en algunos parámetros como el VAN (Valor Actual Neto), TIR (Tasa Interna de Resultados) y el PR (Periodo de Recuperación)

Para el cálculo de los beneficios por la venta de energía utilizaremos el Real Decreto 1578/2008 donde se especifican las tarifas aplicadas a la venta de energía de instalaciones fotovoltaicas, dependiendo del tipo y tamaño de éstas. La normativa distingue entre instalaciones en cubiertas o techos (Tipo I) e instalaciones en suelo o terreno (Tipo II), además dentro de las instalaciones en techo distingue entre las que tiene una potencia nominal menor o igual a 20 kW (Tipo I.1) y las que tienen una potencia nominal mayor de 20 kW (Tipo I.2). Nuestra instalación estará en el tipo I.2 al estar integrada en un edificio y tener una potencia superior a 20kW.

7.1 Presupuesto

Dentro de este apartado haremos un análisis más detallado de los gastos necesarios para acometer este proyecto. Para el cálculo del coste total hay que tener en cuenta todos los gastos tanto como de materiales como montaje o permisos.

Material	Cantidad	Precio unitario	Precio total
Generador			
Módulo GG40P6L	532	315 €	167.580 €
Inversor			
Inversor Solar Inverter AT 5000	14	2034 €	28.476 €
Protecciones			
Protección corriente continua			
Fusibles (10 A)	56	46,73 €	2.616,88 €
Diodos (10 A)	28	19,35 €	541,8 €
Descargador (5kA, 1kV)	56	12,13 €	679,28 €
Interruptor magnetotérmico(10 A)	28	6,56 €	
Interruptor seccionador (32 A)	14	31,30 €	438,2 €
Protección corriente alterna			
Interruptor magnetotérmico(10 A)	14	6,56 €	
Interruptor diferencial (25A)	4	62,40 €	249,6 €
Interruptor diferencial (40A)	2	68,30 €	136,6 €
Interruptor magnetotérmico general(40 A)	2	6,90 €	13,8 €
Interruptor magnetotérmico general(32 A)	2	6,90 €	13,8 €
Interruptor seccionador general (100 A)	1	87,20 €	87,20 €
Cableado			
Continua			
Cableado entre los módulos y la caja de conexiones.			
Unipolar 1,5 mm ² GENLIS F 750V (200 m)	3	43,60 €	130,8 €
Cable protección 1,5 mm ² (Amarillo-verde)(200 m)	3	43,60 €	130,8 €
Cableado entre caja de conexiones e inversor			
Unipolar 2,5 mm ² GENLIS F 750V (200 m)	1	68,47 €	68,47 €
Cable protección 2,5 mm ² (Amarillo-verde)(200 m)	1	68,47 €	68,47 €
Unipolar 4 mm ² GENLIS F 750V (100 m)	1	57,17 €	57,17 €
Cable protección 4 mm ² (Amarillo-verde)(200 m)	1	57,17 €	57,17 €
Unipolar 6 mm ² GENLIS F 750V (100 m)	1	85,92 €	85,92 €
Cable protección 6 mm ² (Amarillo-verde)(200 m)	1	85,92 €	85,92 €

Alterna			
Cableado entre el inversor y la caja de agrupamiento			
Unipolar 1,5 mm ² GENLIS F (Marrón) (200 m)	1	43,60 €	43,60 €
Unipolar 1,5 mm ² GENLIS F (Rojo) (200 m)	1	43,60 €	43,60 €
Unipolar 1,5 mm ² GENLIS F (Negro) (200 m)	1	43,60 €	43,60 €
Cable protección 1,5 mm ² (Amarillo- -verde)(200 m)	1	43,60 €	43,60 €
Cableado entre la caja de agrupamiento y la CGP			
Cable 1x16 mm ² RZ1-K 0,6/1 KV (Marrón)(1 m)	5	2,45 €	12,25 €
Cable 1x16 mm ² RZ1-K 0,6/1 KV (Rojo) (1 m)	5	2,45 €	12,25 €
Cable 1x16 mm ² RZ1-K 0,6/1 KV (Negro)(1 m)	5	2,45 €	12,25 €
Cable protección 16 mm ² (Amarillo- -verde)(200 m)	5	2,45 €	12,25 €
Cableado entre la caja de protección de alterna y el Centro de Transformación			
Cable 1x185 mm ² RZ1-K 0,6/1 KV (Marrón) (1m)	150	24,73 €	3.709,5 €
Cable 1x185 mm ² RZ1-K 0,6/1 KV (Rojo)(1m)	150	24,73 €	3.709,5 €
Cable 1x185 mm ² RZ1-K 0,6/1 KV (Negro)(1m)	150	24,73 €	3.709,5 €
Cable protección 185mm ² (Amarillo- -verde)(200 m)	150	24,73 €	3.709,5 €
Armarios			
Armario conexiones MU-4/64 (690x365x90)	1	324,30 €	
Instalación			
Canaletas			
Canal Unex (42x30) mm	350	3,74€/m	1.309 €
Canal Unex (80x60) mm	150	7,9€/m	1.185 €
Montaje y documentación			
Montaje de equipos y cableado		3000 €	3.000 €
Tramitación de la documentación del proyecto		2500 €	2.500 €
TOTAL			224.442 €

Tabla 6: Presupuesto

Revisando el presupuesto podemos ver que un porcentaje muy alto de la inversión necesaria para acometer el proyecto, corresponde a la compra de módulos e inversores, ya que el coste de estos elementos es aún muy alto. Aquí es donde la industria fotovoltaica está realizando los mayores desarrollos reduciendo el precio de los paneles y aumentando su eficiencia. El margen de mejora en estos aparatos es enorme por lo que la rentabilidad de los sistemas fotovoltaicos tiene unas grandes posibilidades de mejorar en el futuro.

A parte de los costes iniciales de compra de materiales e instalación también habrá que tener en cuenta unos costes de mantenimiento anuales tales como revisiones o limpiezas que aunque no sean muy grandes habrá que contar con ellos. Por último se recomienda a los inversores que contraten un seguro que también provocará un sobrecoste anual a tener en cuenta. Los tres posibles seguros a contratar son un seguro por robo, un aseguramiento de la producción y un seguro ante deterioro por fenómenos climatológicos. Para una instalación de este tipo solo sería necesario contratar el seguro ante deterioro por fenómenos climatológicos ya que el pequeño tamaño de la instalación y la imposibilidad de robo de los equipos hacen inútiles las otras dos opciones.

Viendo los resultados de los costes del proyecto no podemos saber aún si el proyecto será rentable o no. Para ello deberemos realizar un estudio de rentabilidad que compare y analice todos los costes e ingresos del proyecto correctamente

7.2 Estudio de rentabilidad

Se realizará el análisis de la rentabilidad del proyecto de generación eléctrica a través de la instalación de paneles fotovoltaicos con una capacidad total de 79800 kW.

Como hemos comentado anteriormente la tarifa relativa a este tipo de instalación sera la I.2. Tomaremos las tarifas referentes a los cuatro trimestres de 2011 ya que es el último año completo del que se tienen valores y se tiene la certeza de que se han realizado proyectos bajo estas mismas condiciones.

Periodo	Tarifa €/kWh		
	I.1	I.2	II
1º/2011	0,313542	0,278887	0,251714
2º/2011	0,288821	0,203726	0,134585
3º/2011	0,281271	0,198353	0,130324
4º/2011	0,273817	0,193170	0,124970

Tabla 7: Tarifas

Ahora que ya conocemos la tarifa retributiva correspondiente a este tipo de instalación podremos calcular los beneficios mensuales de la instalación utilizando los datos de producción energética obtenidos con PVSYST.

Mes	Energía total producida 1º año	Tarifa	Ventas
Enero	6129 kWh	0,278887 €/kWh	1709,29€
Febrero	5366 kWh		1496,79€
Marzo	7767 kWh		2166,12€
Abril	5746 kWh	0,203726 €/kWh	1170,81€
Mayo	5626 kWh		1146,16€
Junio	5008 kWh		1020,26€
Julio	5343 kWh	0,198353 €/kWh	1059,8€
Agosto	6322 kWh		1253,94€
Septiembre	6771 kWh		1343,05€
Octubre	6663 kWh	0,193170 €/kWh	1287,09€
Noviembre	5325 kWh		1028,63€
Diciembre	4181 kWh		807,63€
Total			15489,57€

Tabla 8: Energía producida y ventas mensuales

Para calcular los flujos de cada año multiplicaremos la energía total producida por la tarifa pertinente y supondremos una subida del precio de la electricidad de 1,5 % para cada año.

Para este estudio se asumirá que no ha sido necesario ningún préstamo para realizar los pagos y que el total de los costes se abonarán al comienzo de la instalación.

Una vez conocida la energía total producida y los beneficios que ésta supondrá anualmente se procederá a calcular los parámetros económicos VAN, TIR Y PR.

Valor actual neto (VAN): El VAN es la suma de los beneficios y costes de cada uno de los años de vida útil del proyecto, corregidos con una tasa de descuento que representa la variación del valor del dinero en cada año. El VAN nos proporcionará el beneficio positivo o negativo al término de la vida de nuestro proyecto. Si este valor es positivo supondrá que el proyecto es rentable mientras que si el valor final es negativo no será aconsejable acometer el proyecto ya que este nos generará pérdidas.

$$VAN = -coste\ inicial + \frac{Flujo\ caja\ 1^o\ año}{1 + r} + \frac{Flujo\ caja\ 2^o\ año}{(1 + r)^2} + \dots + \frac{Flujo\ caja\ n^o\ año}{(1 + r)^n} \quad (19)$$

Donde:

r: Tasa de descuento, en este caso tomaremos 5%.

Coste inicial: Sera el coste de todos los elementos y materiales y su montaje.

Flujo caja: Sera la energía producida multiplicada por el valor de la tarifa correspondiente.

n: Numero de años de vida útil del proyecto, en este caso tomaremos 25 años.

Sustituyendo los valores de los flujos y el coste inicial obtenemos un VAN de 28.494,63 €

Tasa interna de rendimiento (TIR): El TIR es la tasa de descuento que hace 0 la rentabilidad del proyecto. Por lo tanto para calcularla se procederá a igualar el VAN a 0 y se hallará la tasa de descuento. El TIR representa el beneficio del proyecto en porcentaje a lo largo de su vida útil.

En este caso no siempre que sea mayor a 0 será rentable, ya que habrá que tener en cuenta que el valor de nuestro dinero aumentaría un porcentaje cada año por el simple hecho de tenerlo. Esto hace que nuestro proyecto será rentable únicamente si el valor del TIR es superior al de r.

$$VAN = 0 \rightarrow Coste\ inicial = \frac{Flujo\ caja\ 1^o\ año}{1 + r} + \dots + \frac{Flujo\ caja\ n^o\ año}{(1 + r)^n}$$

Sustituyendo los valores de los flujos y el coste inicial obtenemos un TIR de 6,15%

Periodo de recuperación (PR): Para finalizar el análisis financiero calcularemos el periodo de recuperación de la inversión que nos indicará el tiempo que hay que esperar desde la iniciación del proyecto hasta que los ingresos igualen a los costes iniciales del proyecto. Hallaremos el momento en el que se recupera la inversión inicial por completo y se empiezan a generar beneficios.

Este período sería de 13 años y dos meses desde la puesta en marcha de la instalación.

7.3 Conclusiones y resultados

Como hemos visto al calcular los parámetros económicos la inversión es rentable. Aunque a pesar de que el VAN sea positivo, el TIR esté por debajo de la tasa y el periodo de recuperación sea inferior a los 25 años de vida del proyecto, los márgenes de estos parámetros no son muy grandes por lo que habrá que pensar detenidamente si es aconsejable realizar la inversión evaluando los riesgos de ésta.

Estos resultados algo ajustados podrían mejorarse si la instalación de los paneles solares se realizara durante la construcción del edificio pudiendo sustituir las ventanas de las oficinas y con ellos generando un ahorro extra en la compra de éstas. Esto haría que la inversión fuera más conveniente y generaría unos beneficios mayores.

En los primeros años de explotación, el flujo de caja es negativo debido a los altos costes iniciales, por lo que será el inversor el que tenga que hacerse cargo de estos gastos y esperar varios años hasta que la inversión le genere los beneficios esperados. También es importante apuntar que se toman 25 años de vida útil para posicionarse en una postura conservadora y así minimizar los riesgos de la inversión, pero es posible que aunque la producción de la instalación vaya reduciéndose a partir de estos 25 años todavía pudiera dar beneficios 5 o incluso 10 años más.

8. Mantenimiento

La limpieza de nuestra instalación fotovoltaica podría dividirse en dos tipos diferentes. La primera la llevará a cabo el usuario a cargo de la instalación y será un mantenimiento preventivo para evitar posibles incidencias. La segunda será responsabilidad del servicio técnico y será de carácter correctivo. Todos los tipos de mantenimiento tienen el objetivo común de conseguir una alta productividad minimizando los periodos de parada o mal funcionamiento de la instalación. Estos son tanto los programados por cuestiones de mantenimiento, como parada por posibles averías. Aunque el mantenimiento es una parte muy importante y es recomendable seguir las indicaciones que detallaremos más adelante, las instalaciones fotovoltaicas no requieren de una atención demasiado grande y el mantenimiento tanto preventivo como correctivo será escaso.

8.1 Usuario

Para el correcto funcionamiento de la instalación el usuario deberá comprobar los elementos físicos del sistema como los paneles, estructura, cableado y conexiones para comprobar que no existen desperfectos como cristales rotos o defectos en la estructura.

Esto puede llevarse a cabo mediante una simple verificación visual. Además deberá comprobar el correcto funcionamiento de los elementos eléctricos y electrónicos comprobando periódicamente la información que proporciona el inversor en sus indicadores para verificar que recibe energía de los paneles y que la convierte en corriente alterna.

También habrá que vigilar los datos que se obtengan en el contador con respecto a la energía generada mensualmente y comprobarlo con otros meses anteriores para así detectar bajadas en el rendimiento del sistema, lo cual sería síntoma de algún fallo. Estos datos de la producción mensual a pesar de tener una gran incertidumbre, siempre estarán comprendidos entre un máximo y un mínimo con los que podremos cotejar los datos de cada mes.

Por último el usuario será encargado de la limpieza de los paneles para mejorar la incidencia de la radiación solar, eliminando todo tipo de impurezas que pudieran limitarla. Esta limpieza también se refiere a la retirada de objetos que puedan proyectar o generar sombras en los paneles como pudieran ser hojas o ramas.

En nuestro caso esta tarea no será tan necesaria ya que los paneles fotovoltaicos estarán colocados de manera vertical haciendo imposible la caída de objetos en los paneles. Sí será necesaria la limpieza del polvo de manera periódica. Debido a la inaccesibilidad de nuestros paneles esto debería realizarlo alguna empresa especializada.

8.2 Servicio técnico

Este tipo de mantenimiento lo llevan a cabo técnicos especialistas en instalaciones de este tipo. El usuario será el encargado de avisar al servicio técnico en casos en que se haya producido una bajada parcial o total en la generación de energía eléctrica. Esto podría ser debido tanto a defectos en los componentes electrónicos como paneles e inversor o conexiones como en la estructura soporte. En estos casos realizarán un mantenimiento correctivo localizando la avería y reparándola. También es aconsejable la revisión de la instalación cada cierto tiempo por parte de los técnicos para confirmar el buen estado de ésta.

En estas revisiones debería incluirse:

- Comprobación de tensión e intensidad de cada serie de paneles fotovoltaicos debiéndose obtener valores similares tanto en uno como otro. Mediante este ensayo podrían detectarse fallos en diodos, paneles, cableado o conexiones
- Revisión del estado de la estructura con la comprobación de tornillos y anclajes.
- Análisis de la calidad de la onda de salida teniendo en cuenta la frecuencia, tensión.
- Comprobación de las protecciones, fusibles y diferenciales.
- Verificación de las conexiones del cableado en la caja de conexiones.

9. Impacto medioambiental

A la hora de analizar el impacto medioambiental de este tipo de instalaciones hay que tener en cuenta tanto el impacto ambiental producido por su funcionamiento a lo largo de su vida útil como el impacto provocado por todos los procesos de fabricación y obtención de los materiales necesarios.

9.1 Causas por funcionamiento

Ruido: Ni los módulos fotovoltaicos que son totalmente silenciosos ni los demás componentes como el inversor que trabaja a unas frecuencias inaudibles para los humanos suponen un impacto negativo.

Emisiones gaseosas a la atmósfera: La conversión de radiación solar en energía eléctrica no emite ningún tipo de residuos gaseosos a la atmosfera al no basarse en ciclos térmicos ni combustiones como pudiera pasar en las energías convencionales.

Residuos tóxicos y peligrosos vertidos al sistema de saneamiento: Esta tecnología no genera ningún tipo de residuo solido ni vertido toxico.

9.2 Causas por fabricación

Esta parte es muy importante a la hora de analizar el impacto ambiental ya que en los procesos de fabricación de los módulos y de los componentes electrónicos será necesario un gasto de energía que traerá consigo unas emisiones de gases de efecto invernadero y una generación de residuos que habrá que gestionar según el reglamento pertinente.

Los residuos tóxicos y peligrosos están regulados por el Real Decreto 833/1988 de 20 de Julio.

En este reglamento se regula el almacenamiento y su clasificación así como el proceso de retirada. Todos estos cuidados extra que hay que tomar con estos residuos suponen un coste extra a tener en cuenta en nuestro proceso de fabricación. Principalmente estos residuos los componen disoluciones de metales, aceites, disolventes orgánicos, restos de los dopantes y los envases que se hayan utilizado para almacenar todas estas sustancias. Hay otro tipo de residuos de una toxicidad menor que pueden retirarse usando los sistemas de saneamiento comunes dependiendo de la concentración de contaminante, temperatura y pH. Estos residuos están regulados por la ley 10/1993 de 26 de Octubre.

Estos agentes contaminantes o residuos de los que hemos hablado son generados directamente durante el proceso de fabricación de nuestros componentes, pero también hay que tener en cuenta la energía que será necesaria para poder realizar todos los procesos necesarios para la fabricación que tendrá asociado unas emisiones de gases, dependiendo del parque de energías responsable de su generación. Esta energía equivale a 3 o 4 años de funcionamiento de nuestra instalación, por lo que después de ese tiempo se habrá devuelto esta energía consumida en el proceso de fabricación. A pesar de que hay que tenerla en cuenta al analizar el impacto ambiental, esta energía es poca con respecto al total de energía limpia de emisiones que se generara en más de 20 años de funcionamiento de la instalación. Una vez pasados estos años de compensación de la energía consumida, se estarán evitando grandes cantidades de emisiones de gases contaminantes tales como CO₂, SO₂, NO_x que se producirían si usáramos instalaciones convencionales en lugar de la fotovoltaica.

Para España la emisión media de CO₂ por unidad de electricidad generada es 0,353 kg de CO₂ por kWh eléctrico generado. Otras equivalencias de gases que dejan de emitirse a la atmosfera son 16,52 t SO₂ / GWh y 5,83 t NO_x / GWh.

10. Normativa y aspectos legales

10.1 Normativa

La instalación deberá cumplir unas normas establecidas a nivel nacional e internacional para asegurar que su funcionamiento será el correcto y que además esté en sintonía con la normativa vigente. Existen unas normativas genéricas a todas las instalaciones eléctricas, recogidas en el reglamento electrotécnico de baja tensión (REBT), pero también se deberán cumplir las leyes que reflejan las características que deben tener las nuevas instalaciones fotovoltaicas.

En este apartado se expondrán las leyes en orden cronológico, con lo que se podrá observar claramente la evolución que ha sufrido la normativa en el sector.

Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico

Este fue uno de los primeros decretos encargados de regular la energía fotovoltaica.

Esta ley impulsa un modelo de funcionamiento basado en la libre competencia fomentando la eficiencia energética, la reducción del consumo, la protección del medio ambiente y el desarrollo de la producción de energía a través de tecnologías de régimen especial (tecnologías productoras de energía renovable no consumible, biomasa o cualquier biocarburante cuya potencia

sea inferior a 50MW). Además establece el objetivo de cubrir un 12% de la generación eléctrica por medio de energías renovables para 2010, siguiendo las especificaciones impuestas por la Unión Europea.

Real Decreto 2818/1998 de 30 de Diciembre:

Este decreto consistió en una regulación más detallada de las formas de generación de régimen especial. Este decreto se aprobó debido al gran desarrollo que estaba teniendo lugar la gran mayoría de las energías renovables, como la expansión de los parques eólicos, la presión ejercida por los grupos ecologistas y el desarrollo general que se estaba dando en toda Europa. En este decreto se incluyó la primera mención de las instalaciones fotovoltaicas como una tecnología capaz de generar electricidad y de inyectarla en la red, siendo incluidas en su tarifa unas primas por este suministro.

También actualizó algunos aspectos de la Ley 54/1997 con respecto a puesta en marcha de instalaciones de régimen especial y su posterior conexión a red y venta.

Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre

Este decreto trata sobre la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión. En él se recogen las condiciones administrativas y técnicas de conexión de las instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, así como los trámites necesarios para formalizar el contrato de compra-venta de la energía eléctrica producida a la compañía distribuidora de electricidad.

Este Real Decreto es de aplicación a las instalaciones fotovoltaicas de potencia nominal no superior a 100 kVA y cuya conexión a red se efectúe en baja tensión.

Real Decreto 436/2004 de 12 de Marzo

Este Decreto sustituyó al 2818/1998 mejorando algunos aspectos de índole económica en relación a las instalaciones fotovoltaicas. Su objetivo era unificar las normativas de desarrollo de la ley 54/1997 en lo referente a la generación de energía eléctrica en régimen especial.

Se define un sistema basado en libertad del propietario de la instalación que puede vender su producción o excedentes de energía eléctrica al distribuidor, percibiendo por ello una retribución regulada mediante una tarifa única para todos los periodos de programación, o bien por vender dicha producción o excedentes en el mercado diario, en el mercado a plazo o a través de un contrato bilateral, recibiendo en este caso el precio negociado en el mercado, más un incentivo por participar en él y una prima en el caso en que la instalación tuviera derecho a percibirla.

Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo

Este decreto sustituye al Real Decreto 436/2004 de 12 de Marzo y en él se establece una nueva regulación de la producción de energía eléctrica en régimen especial tanto en el aspecto jurídico como económico. Esto era necesario debido al crecimiento que había experimentado el régimen especial en los últimos años y a la nueva experiencia obtenida después de la aplicación de los anteriores decretos, que había puesto de manifiesto la necesidad de cambios en algunos aspectos técnicos para ayudar al crecimiento de esta tecnología, manteniendo la calidad y seguridad del sistema eléctrico.

Debido al comportamiento que experimentaron los precios del mercado con el decreto de 2004 en vigor, se vio la necesidad de modificar el esquema retributivo desligándolo de la tarifa eléctrica media.

El nuevo mecanismo de retribución consistía en ceder electricidad a la red recibiendo por ella una tarifa regulada única para todos los periodos de programación.

Esta tarifa regulada consistía en una cantidad fija que dependía de la tipología de la instalación, la potencia instalada y la fecha de puesta en marcha de ésta.

La tarifa regulada consiste en una cantidad fija, que se determina en función de la categoría, grupo y subgrupo al que pertenece la instalación, así como su potencia instalada y la antigüedad de la puesta en servicio. Además de esto todas las instalaciones acogidas al régimen especial recibían un bonus en la tarifa, por el mantenimiento de la energía reactiva en unos valores determinados de factor de potencia.

Real Decreto 1578/2008, de 26 de Septiembre

Este decreto está dirigido a la regulación de la retribución de la producción de energía eléctrica de instalaciones fotovoltaicas posteriores a la fecha límite de mantenimiento del Real Decreto de 2007 y que no se les aplican los valores de la tarifa regulada en este decreto.

Debido al fuerte desarrollo del sector conseguido en estos dos últimos años, se ha conseguido una importante reducción de costes. Así, se ha establecido una nueva tarifa con una reducción muy significativa frente a la antigua.

El valor exacto de la retribución dependerá de qué tipo sea:

Tipo I. Instalaciones que estén ubicadas en cubiertas o fachadas de construcciones fijas.

Las instalaciones de este tipo se agrupan, a su vez, en dos subtipos:

Tipo I.1: instalaciones del tipo I, con una potencia inferior o igual a 20 kW.

Tipo I.2: instalaciones del tipo I, con una potencia superior a 20 kW.

Tipo II. Instalaciones no incluidas en el tipo I anterior.

Otro cambio en la tarifa es que ésta depende del cupo de capacidad cubierta en la convocatoria anterior, reduciéndose la retribución si éstos quedan cubiertos. Estos cupos aumentarán en la misma tasa porcentual en que se reduzca la retribución.

Otra propuesta del Real Decreto es la pretensión de conseguir, a través de la regulación y el desarrollo tecnológico, que las energías renovables representen un 20% de nuestro consumo de energía en 2020 y el 40% de la generación eléctrica.

También establece un mecanismo de “pre-registro”, de forma que una vez realizados los trámites administrativos pertinentes los proyectos se inscriben en un registro, asignándoles en ese momento una tarifa regulada que percibirán una vez esté finalizada la instalación.

Real decreto ley 1/2012

Algunos de los cambios que trae este decreto en comparación con los decretos de 2007 y 2008 son la suspensión del procedimiento de preasignación de las instalaciones en el registro de retribución económica, sin sustituirlo por ningún otro procedimiento, y a su vez suprime las primas, tarifas reguladas y límites establecidos por los decretos anteriores.

Sí es necesario mencionar que el nuevo Real Decreto no presenta medidas retroactivas a instalaciones ya conectadas que se estuvieran beneficiando de la antigua tarifa. Del mismo modo, aquellas instalaciones que hubieran sido inscritas en un cupo determinado y por tanto tuvieran asignada una tarifa, tampoco se verán afectadas siempre que cumplan los plazos establecidos de construcción y conexión.

Otros reglamentos a tener en cuenta son:

-Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (Real Decreto 842/2002)

-Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red publicado por el IDAE

-Reglamento técnico de edificación de 2008

10.2 Requisitos administrativos legales

Para la construcción de una instalación solar fotovoltaica conectada a red es necesario realizar una serie de trámites que pasaremos a detallar en este punto con el objetivo de que se cumplan los requerimientos escritos en la normativa vigente y de llevar un control sobre las instalaciones con los permisos administrativos.

Depositar un aval

Dependiendo del tipo de instalación solar fotovoltaica será necesario depositar un aval por valor de 50€/kW para el tipo I.1 ó de 500 €/Wp para el tipo I.2. Esto es obligatorio a partir de la aprobación del Real Decreto 1578/08 donde explica que todas las nuevas instalaciones posteriores a la fecha del real decreto con excepción de las que posean la inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial deberán abonar este aval. Esto es un cambio con respecto a la anterior normativa donde se permitía la excepción en el abono de este aval a instalaciones fotovoltaicas colocadas sobre cubiertas o paramentos de edificaciones destinadas a vivienda, oficinas o locales comerciales o industriales.

Solicitud de un punto de conexión a red

Para instalaciones fotovoltaicas conectadas a red es necesario conectarse a la red de distribución más cercana para así poder vender la energía generada. Las compañías distribuidoras están obligadas a colaborar en estas tareas proporcionando ese punto de conexión y asegurando que este nuevo suministro se haga bajo las condiciones técnicas necesarias. Esta compañía distribuidora también deberá proporcionar un contrato de compra de energía al titular de la instalación.

Para llevar a cabo esta solicitud será necesario la entrega en las oficinas de la compañía distribuidora de un número de solicitud obtenido vía telefónica adjuntado a la documentación del proyecto que consta de memoria resumen de la instalación, plano de ubicación, esquemas y un informe con las características de componentes.

La compañía distribuidora estudiará el caso viendo si es factible la conexión de un nuevo suministro en el punto solicitado teniendo en cuenta que no vaya a afectar a la red de distribución por falta de capacidad. Si la compañía distribuidora ve que esta nueva conexión pudiera afectar a la red de transporte se encargará de hacérselo saber al operador del sistema y éste analizará si existe alguna restricción para la conexión teniendo en cuenta estos informes y en el plazo de un mes expondrá las conclusiones al respecto.

Solicitud de autorización administrativa

Una vez obtenido el permiso de conexión a la red de distribución se procederá a la obtención de la autorización administrativa. Para ello se deberá entregar a la Consejería de Industria de la Comunidad Autónoma en la que se pretenda realizar la instalación, en el Servicio de Instalaciones Energéticas, un documento donde se acredite las condiciones técnicas y de seguridad de las instalaciones propuestas, el cumplimiento de las condiciones de protección del medio ambiente y la capacidad técnica y económica necesaria para acometer el tipo de instalación que se va a desarrollar. Este permiso se concederá en unos 3 meses.

Permiso municipal de licencia de obras

Si la instalación se desea realizar en suelo no urbanizable será necesaria la intervención de las competencias autonómicas para la obtención del permiso pudiendo éstas exigir un estudio medioambiental. Si esto no fuera necesario se presentará la siguiente documentación en el ayuntamiento de la localidad en la que se vaya a realizar el proyecto:

- NIF o CIF solicitante.
- Proyecto detallado de la instalación.
- Proyecto de seguridad y salud y la hoja de encargo del técnico facultativo.
- Autorización administrativa
- Cualquier otro informe de otras administraciones como (impacto ambiental, etc.)

Este permiso tardará unos 3 meses en concederse.

Permisos medioambientales

Como hemos comentado en el caso anterior hay en algunas circunstancias en que la comunidad autónoma exige estudios medioambientales o de integración paisajística.

El caso obligatorio y más común es en instalaciones con una potencia superior a 3500Kw donde se exige la Declaración de Interés Comunitario y la Evaluación de Impacto Ambiental.

Licencia de actividad

Según las leyes municipales para acometer un proyecto de captación de energía solar es necesaria la licencia de actividad. Para obtenerla habrá que entregar la parte del proyecto referida al aprovechamiento de la energía solar después de haber sido visada por el colegio oficial.

Alta en régimen especial

Después de haber terminado la instalación solar fotovoltaica y de haber pasado los exámenes reglamentarios llevados a cabo por el instalador eléctrico autorizado se deberá acudir al Servicio Territorial de Energía de la provincia para realizar la inscripción de la instalación en el Registro de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica en Régimen Especial de la Comunidad Autónoma correspondiente. Este proceso consta de una primera etapa de inscripción previa y una segunda de inscripción definitiva.

Inscripción previa

Para obtenerla se deberá entregar el acta de puesta en servicio provisional y el contrato de acceso a red con la distribuidora.

De ser aceptado se entregaría la documentación un mes después dando un margen al usuario de 3 meses para que solicite la inscripción definitiva antes de que caduque esta.

Inscripción definitiva

Esta solicitud deberá estar acompañada de:

- Documento de opción de venta de la energía producida
- Informe de la compañía distribuidora acreditando el cumplimiento del proceso de conexión a la red.
- Acreditación del cumplimiento de los requisitos por los que se regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Solicitud de código de actividad y establecimiento (CAE)

Después de dar de alta la instalación en el régimen especial habrá que llevar un libro de registro sellado al departamento de la agencia tributaria que se encargue de los impuestos especiales y con ello solicitar el (CAE).

Acta de puesta en servicio

Mediante este acta se obtendrán las autorizaciones administrativas necesarias para la puesta en marcha de la instalación de energía fotovoltaica en régimen especial.

En este acta se deberá entregar un informe con las condiciones técnicas y económicas demostrando la capacidad del promotor de cumplir con estas condiciones. Además de la acreditación del cumplimiento de las condiciones necesarias para la protección del medio ambiente y el informe que reconoce la instalación como productora de electricidad en régimen especial.

Certificado de puntos de medida

Emitido por el encargado de la lectura de la energía producida, deberá acreditar el cumplimiento del Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica, aprobado por el Real Decreto 2018/1997.

Inscripción en registro

Se presentara la solicitud definitiva con el objetivo de optar a las primas relativas a la producción de energía eléctrica en régimen especial definidas en el Real Decreto 661/2007 y de incluir la instalación en el Registro Administrativo de régimen especial para el adecuado control y seguimiento de la misma.

Facturación a tarifa PV

La compañía eléctrica a la que el productor fotovoltaico vierte su energía eléctrica está obligada a abonar la tarifa pertinente desde el primer día del mes siguiente a la fecha del Acta de puesta en servicio aunque deberá esperarse a tener la Inscripción definitiva.

También deberán llegar a un acuerdo en cuanto al porcentaje de pérdidas de la instalación al no estar éstas fijadas en ningún reglamento. Si éstas fueran abusivas por parte de la compañía distribuidora y no se llegara a tal acuerdo habría que reclamar a los Servicios Provinciales de Industria de las Comunidades Autónomas y reclamar las pérdidas obtenidas en la ficha técnica de pruebas en los ensayos en vacío y carga. Las pérdidas suelen fijarse entre 1% y 1,5%.

11. Impacto social

La energía solar fotovoltaica, da la oportunidad de generar energía eléctrica a un precio cada vez más competitivo y eliminando los principales problemas que acarrear los métodos convencionales de generación, como son la emisión de gases u otros residuos tóxicos. El hecho de que sea respetuoso con el medio ambiente ayuda a la sociedad a sensibilizarse en el tema del ahorro energético y el del cuidado en general del medio ambiente. Además, los componentes de este tipo de energía, son elementos que pueden integrarse en la sociedad actual sin ocasionar grandes cambios o un impacto negativo. Gracias a esto, al utilizar estas instalaciones en los edificios, además de mejorar la imagen visual del edificio y de conseguir una energía extra, se consigue mejorar el estatus social del edificio gracias a la creciente conciencia social sobre estos temas que está aumentando en los últimos tiempos.

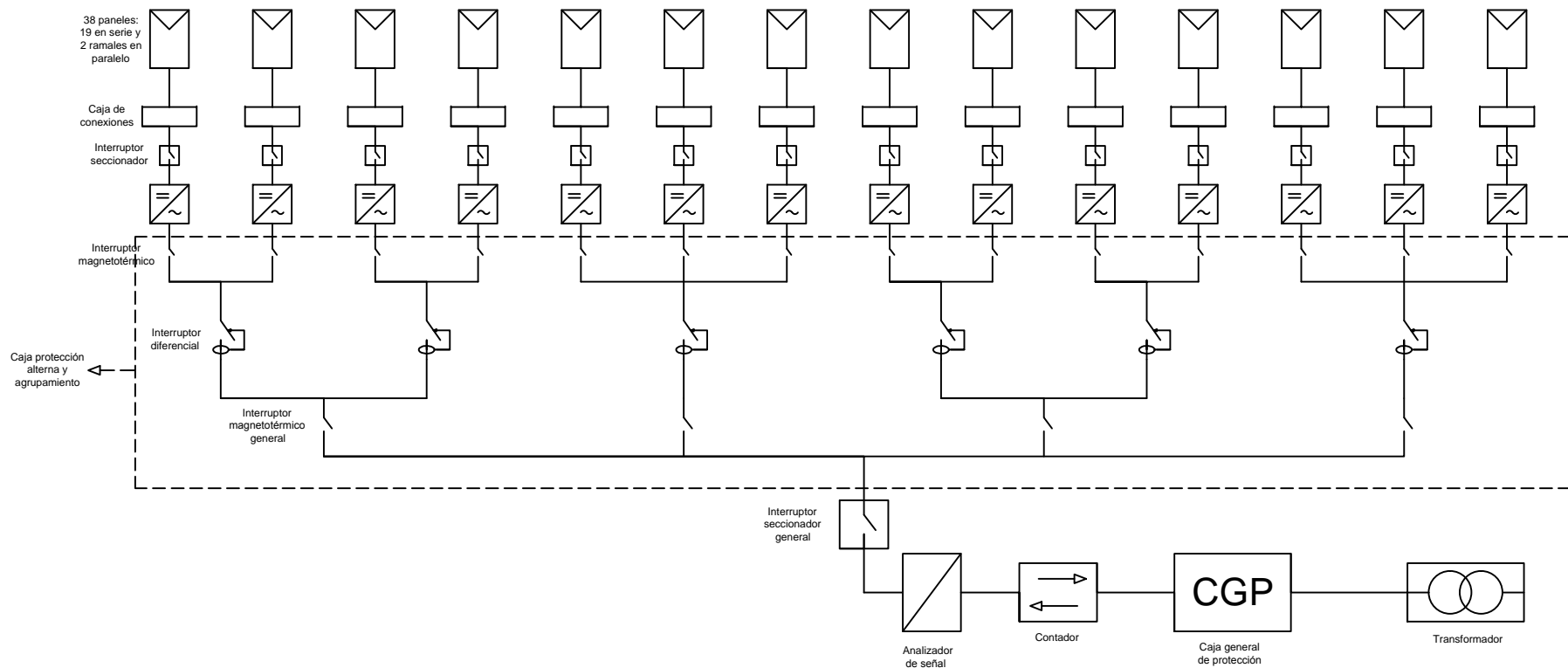
12. Planos

Plano 1: Plano del esquema eléctrico de la instalación fotovoltaica completa.

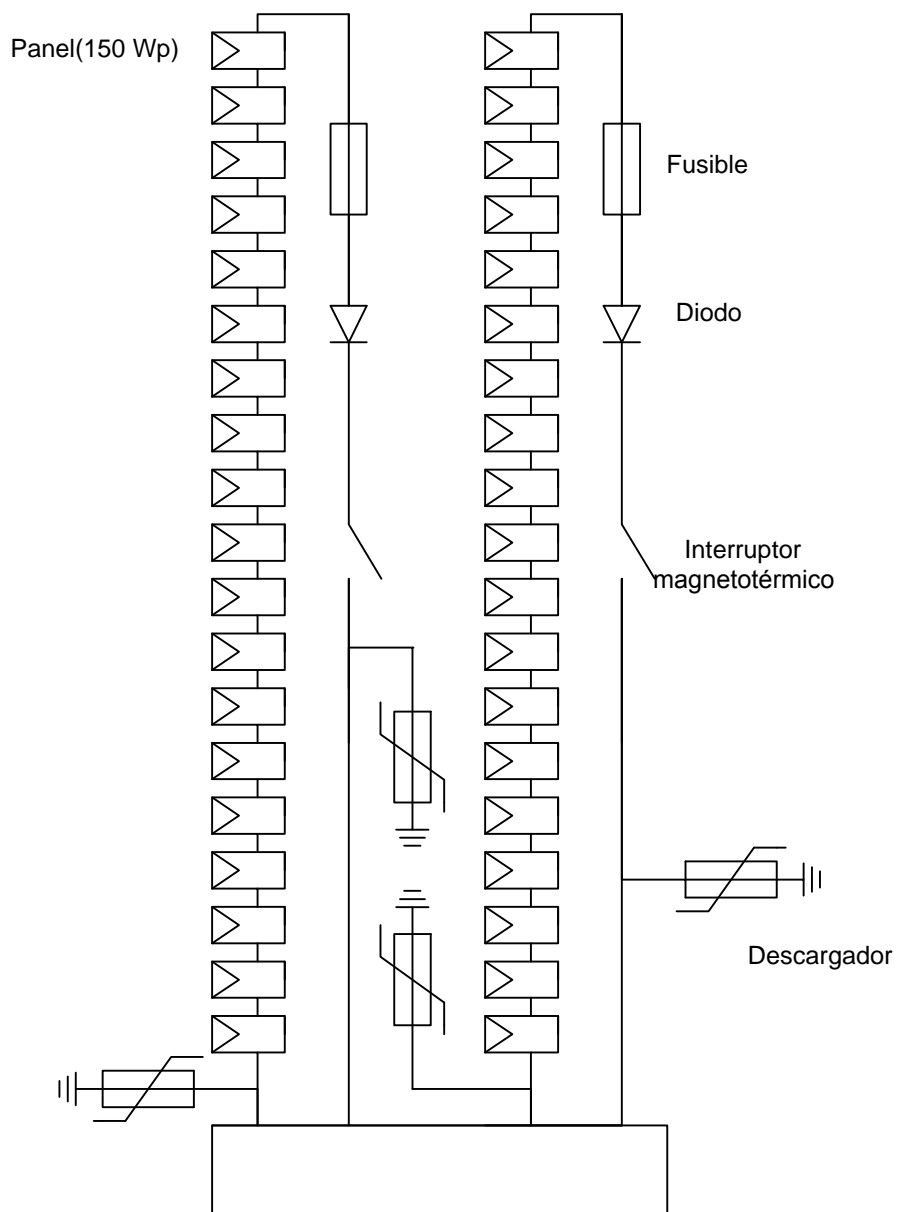
Plano 2: Plano del esquema eléctrico de los dos ramales conectados a cada inversor.

Plano 3: Plano del edificio completo con el cableado desde cada uno de los inversores hasta el centro de transformación.

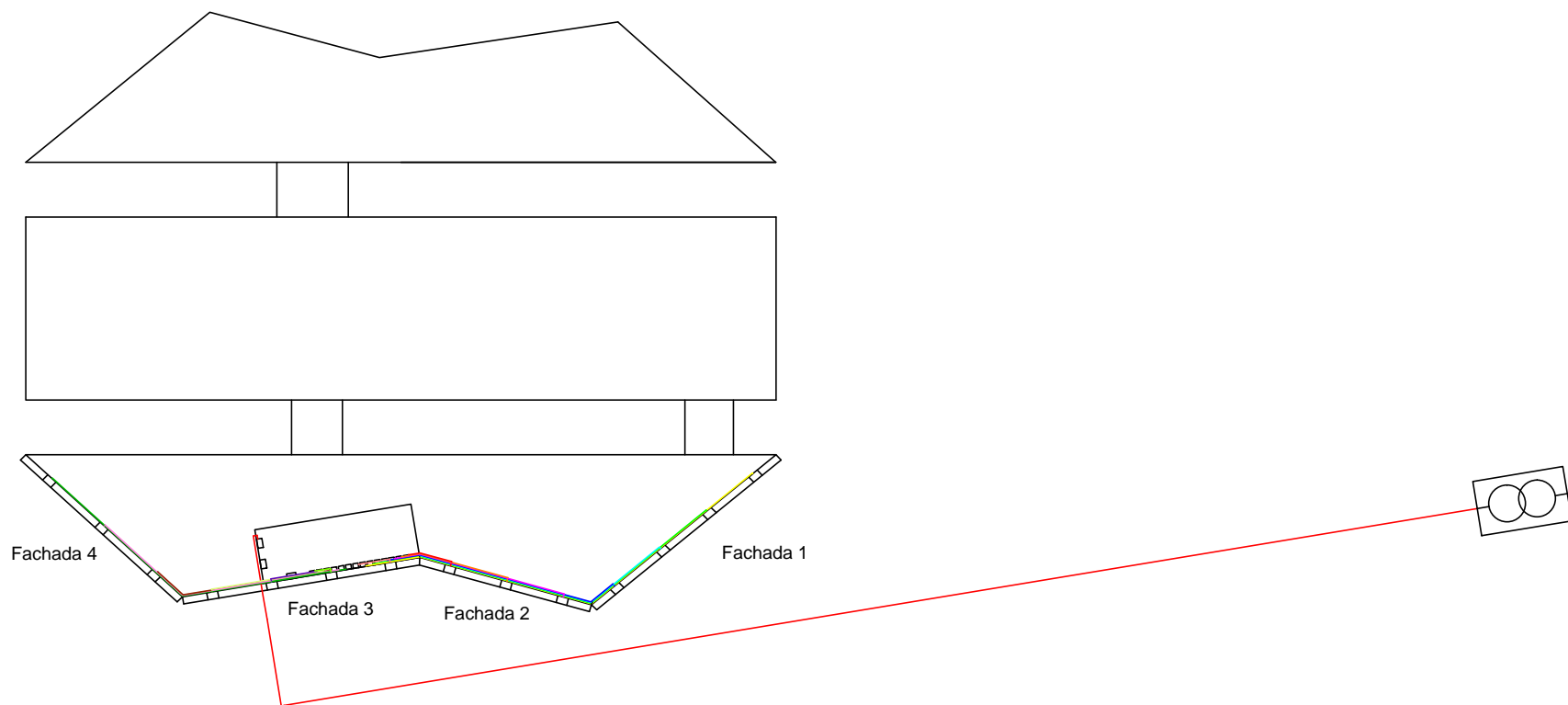
Plano 4: Plano de la disposición de los paneles en cada fachada. Las fachadas 1 y 3 tienen la misma disposición con 4 inversores y quedan representadas por la fachada de la izquierda. Las fachadas 2 y 4 tienen la misma disposición con 3 inversores y quedan representadas por la fachada de la derecha.



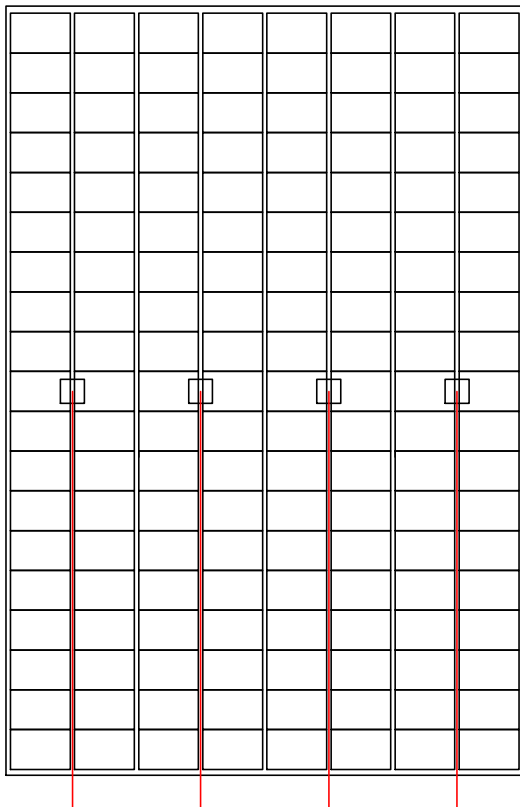
Universidad Carlos III de Madrid	Guillermo Ibáñez Gallardo
Proyecto: Instalación fotovoltaica conectada a red integrada en edificio	
Plano nº1: Esquema eléctrico	Fecha: 29/08/2012



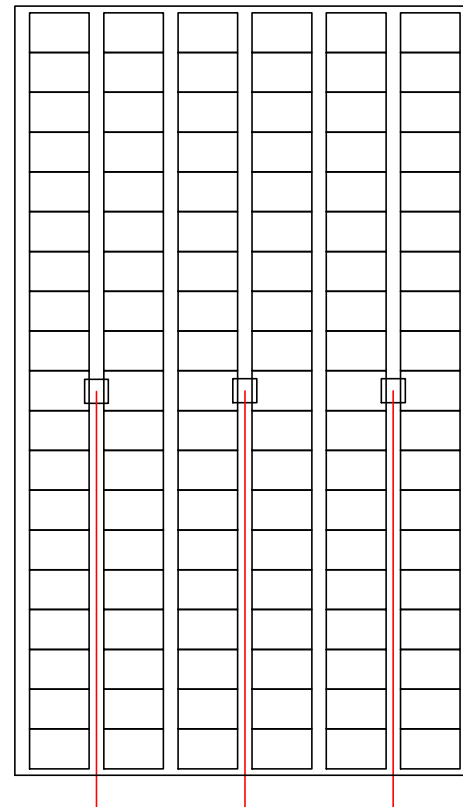
Universidad Carlos III de Madrid	Guillermo Ibáñez Gallardo
Proyecto: Instalación fotovoltaica conectado a red integrado en un edificio	
Plano nº2: Cableado inversores	Fecha: 29/08/2012



Universidad Carlos III de Madrid	Guillermo Ibáñez Gallardo
Proyecto: Instalación fotovoltaica conectada a red integrada en un edificio	
Plano nº3: Línea	Fecha: 29/08/2012



Fachadas 1 y 3



Fachadas 2 y 4

Universidad Carlos III de Madrid	Guillermo Ibáñez Gallardo
Proyecto: Instalación fotovoltaica conectada a red integrada en edificio	
Plano nº4: Modelos fachadas	Fecha: 28/08/2012

13. Conclusiones

En los últimos tiempos las energías renovables respetuosas con el medio ambiente como las instalaciones fotovoltaicas y eólicas, han ganado mucha importancia. Esto es debido a la creciente conciencia social que ha hecho que la mayoría de los países apuesten por una energía limpia que no contamine la atmósfera, dotándola de primas y ayudas, consiguiendo con esto hacerla más rentable para empresas y particulares. Este cambio de mentalidad desembocó en el famoso protocolo de Kioto por el cual se regulan las emisiones de cada país, generando costes o beneficios extra dependiendo de la eficiencia en la reducción de los contaminantes.

A pesar de que el motivo económico es el gran causante del crecimiento de esta tecnología, no solo hay que pensar en las primas y beneficios, sino que hay otros factores también importantes como la ayuda prestada al medio ambiente y la contribución a su mejora. Esto supone que cada uno de nosotros como miembros de la sociedad, terminará siendo beneficiario de las mejoras que puedan llegar a conseguirse, como consecuencia de la reducción en las emisiones de gases contaminantes que se realicen.

Este impulso extra producido por la conciencia social ya mencionada y las primas otorgadas por el estado, deben utilizarse para intentar ir reduciendo los costes de producción de paneles y aparamenta necesaria, ya que a día de hoy la energía fotovoltaica no es competitiva con respecto al resto de energías y mientras no lo sea, seguirá dependiendo de factores externos como normativas y reglamentos que determinan sus tarifas y por tanto su desarrollo. Como ejemplo de esto pueden tomarse las nuevas leyes que han ido apareciendo últimamente y que, como consecuencia del estado de la economía actual, han limitado e incluso suprimido las primas, y con ello han producido un gran parón en el desarrollo de esta tecnología.

Este proyecto en concreto, con un periodo de amortización de 13 años, es rentable en el aspecto financiero y por tanto una inversión aconsejable para cualquier empresa interesada. Esto es así a pesar de las últimas reducciones en la tarifa provocadas por el nuevo reglamento, que hacen que el tiempo de amortización de los proyectos siga alargándose. Esto significa que a día de hoy siguen existiendo proyectos fotovoltaicos rentables a pesar de la bajada de precios. Si los cambios de normativa siguen en la misma dirección el tiempo de amortización seguirá aumentando hasta superar los 25 años, período supuesto como el de funcionamiento mínimo de la instalación, y por tanto por debajo de este período, este tipo de instalaciones dejarán de ser rentables.

Con todo esto se puede decir que a pesar de la reducción de la retribución, los costes de construcción e instalación también están reduciéndose rápidamente y por tanto esta tecnología será un pilar importante en el ámbito de la producción de energía en el futuro.

El proyecto también ha sido útil para analizar la utilidad del programa PVSYST con respecto al diseño de instalaciones fotovoltaicas. El programa tiene un amplio abanico de posibilidades, tanto en la elección de los componentes como en la elección de las características meteorológicas de cada lugar. Además de esto proporciona multitud de herramientas muy útiles para el correcto diseño de casi cualquier tipo de instalación fotovoltaica.

14. Bibliografía

-Guía completa de la energía solar fotovoltaica.

Autor: Jose María Fernández Salgado

-Sistemas fotovoltaicos: Introducción al diseño y dimensionado de instalaciones solares fotovoltaicas

Autor: Miguel Alonso Abella

-Fundamentos, dimensionado y aplicaciones de la energía solar fotovoltaica

Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (España)

-Compendio de la energía solar: fotovoltaica, térmica y termoelectrica (adaptado al Código Técnico de Edificación y al nuevo RITE)

Autor: Fernández Salgado, José M

-Aplicación de la energía y edificación en Madrid: edificación con energía solar fotovoltaica conectada a red

Autor: Aguilera, Jorge